



УДК 621.313

ГИРСКИЙ А.В., канд. техн. наук, начальник гидротехнического цеха,
АГАМАЛОВ О.Н., канд. техн. наук, начальник электрического цеха,
 Каскад ГЭС–ГАЭС ОП Южно-Украинская АЭС.

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СООРУЖЕНИЙ ТАШЛЫКСКОЙ ГАЭС



ГИРСКИЙ А.В.



АГАМАЛОВ О.Н.

Представлен обзор параметров и показателей ГАЭС, аргументирована необходимость модернизации насос-турбин, а также приведен анализ путей улучшения показателей качества электроэнергетики.

Ташлыкская ГАЭС расположена в Николаевской области на реке Южный Буг рядом с Южно-Украинской АЭС.

Ташлыкская ГАЭС предназначена для покрытия пиковых нагрузок в юго-западной части ОЭС Украины, где наблюдается значительная неравномерность суточного графика нагрузок и острая потребность в пиковых и быстродействующих аварийных мощностях, а также для обеспечения надежного базисного режима ЮУАЭС.

Проект гидроэнергетических объектов Южно-Украинского энергокомплекса (ЮУЭК), куда входила Ташлыкская ГАЭС, общей мощностью 2,2 млн. кВт был разработан институтом "Укрэнергопроект" в 1980 г. в соответствии с Постановлением Совета Министров Украины от 02.12.1971 № 585 и согласован с заинтересованными министерствами, ведомствами и Советом Министров Украины.

Проектом предусматривалась совместная эксплуатация гидроэнергетических объектов и ЮУ АЭС в составе энергокомплекса.

Строительство гидроэнергетических объектов началось в 1981 году.

В соответствии с Постановлением Совета Министров Украины №271 от 26.10.1989 года институтом "Укрэнергопроект" был разработан "Уточненный проект Ташлыкской ГАЭС" (включающий и буферную Александровскую ГЭС) со следующими параметрами, Табл. 1.

Сооружения Ташлыкской ГАЭС включают:

- верхний водоем, отделенный от Ташлыкского водохранилища отсечной плотиной;
- подводящий канал с ограждающими плотинами;
- водоприемник с сопрягающими устоями;
- напорные туннели;
- здание ГАЭС, состоящее из монтажной площадки, пяти двухагрегатных секций, в том числе трех секций с обратимыми агрегатами;

- пристанционную площадку со служебно-производственным корпусом (СПК), башней ремонта трансформаторов (БРТ), зданием центрального маслохозяйства (ЦМХ);

- ОРУ 330 кВ
- отводящий канал с сопрягающими устоями;
- нижний водоем — Александровское водохранилище;
- Александровский гидроузел с ГЭС.

Основанием бетонных сооружений Ташлыкской ГАЭС и средой для туннелей являются граниты.

Основные показатели ГАЭС и пускового комплекса представлены в Табл. 2.

Ввод пускового комплекса предусматривался с использованием в качестве верхнего водоема подводящего канала ГАЭС, а нижнего водоема — Александровского водохранилища с НПУ — 14,7 м.

Первый пусковой комплекс включает в себя пуск гидроагрегатов (ГА) № 1 и № 2.

На этом этапе пуск ГА осуществлялся на подводящем канале с поднятием отметки НПУ до 103,00 м путем наращивания существующих плотин и на Александровском водохранилище с отметкой НПУ 14,70 м.

В связи с увеличением НПУ верхнего водоема с отметки 99,50 м, на которую были разработаны изготовленные насос-турбины, до отметки 103,00 м и увеличением, в связи с этим действующих напоров, возникла необходимость модернизации изготовленных насос-турбин.

Таблица 1.

Наименование параметра	При вводе 1-3 агрегатов ГАЭС		При вводе 4-6 агрегатов	
	Ташлыкская ГАЭС	Александровская ГЭС	Ташлыкская ГАЭС	Александровская ГЭС
1. Уровни: НПУ, м	99,5	16,0	103,0	16,9/20,7
УМО, м	92,0	14,0	92,0	14,5
2. Полезный объем, млн. м ³	9,3	20,8	14,4	26,1/72,5
3. Установленная мощность: турбинный режим, МВт	466	14,3	906	14,3
насосный режим, МВт	633		1325	
4. Количество агрегатов, шт.	3	2	6	2



Таблица 2. Основные показатели ГАЭС и пускового комплекса

Характеристика	Ташлыкская ГАЭС	Пусковой комплекс
Местоположение	Николаевская обл., р. Южный Буг	
Класс капитальности сооружений	II	
Уровни верхнего бьефа		
НПУ, м	103,00	103,00
УМО, м	92,00	92,00
Уровни нижнего бьефа:		
НПУ, м	16,90 (20,70*)	14,70
УМО, м	14,50	14,00
Максимальный расход ГАЭС, м ³ /с:		
- турбинный режим	1460 (1410*)	490
- насосный режим**	810 (855*)	258
Максимальный напор, м		
- турбинный режим	88,50	89,00
- насосный режим	89,50	89,50
Полезный объем, млн.м ³	14,40	3,55
Установленная мощность		
турбинный режим, МВт	906	302
насосный режим, МВт	1494	433
Потребляемая мощность, МВт**	711 (720*)	227
Количество агрегатов	6	2
Число часов работы в сутки		
располагаемой мощностью:		
- турбинный режим	2,3	24
- насосный режим (при одном агрегате)	4,22	-
Время работы в течение суток		
располагаемой мощностью, час:		
- турбинный режим	3,1 (3,1*)	2,2
- насосный режим**	5,7 (5,5*)	4,3
Годовая выработка		
электроэнергии, млн. кВт-ч:		
Ташлыкская ГАЭС	700 (650*)	175
Александровская ГЭС	60 (65*)	50
Годовые затраты энергии на		
закачку, млн.кВт-ч.	960 (900*)	238

* при варианте Александровского водохранилища с водохозяйственной емкостью для ГАЭС - в насосном режиме работают 3 агрегата;
 ** для пускового комплекса - в насосном режиме работает 1 агрегат.

Целью модернизации являлась разработка модификации рабочего колеса насос-турбины, обеспечивающей нормальную работу при повышенных напорах ГАЭС.

Вопрос о модернизации насос-турбин был рассмотрен заводом-изготовителем ОАО ЛМЗ совместно с Укрэнергопроектом еще в 1990 г.

С учетом того, что рабочие колеса насос-турбин уже изготовлены, было принято решение о модификации напорных кромок лопастей рабочего колеса с увеличением диаметра D1 при сохранении неизменной всей существующей лопасти. Была разработана конструкция наделки на напорную кромку лопасти, позволяющая реализовать модификацию напорных кромок лопастей на месте строительства.

Как показали экспериментальные исследования, проведенные ОАО ЛМЗ, разработанная модификация обеспечивает нормальную работу насос-турбин при повышенных напорах ГАЭС без существенного изменения энергетических и кавитационных качеств.

В составе первого пускового комплекса рассматривался пуск ГА № 1 с немодернизированным рабочим колесом и ГА № 2 с модернизированным рабочим колесом. Модернизация напорных кромок рабочего колеса может быть выполнена без демонтажа уже смонтированного рабочего колеса в кратере ГА.

ГА № 3 монтируется под защитой затворов водоприемника и затворов отсасывающих труб за рамками пускового комплекса. Кратеры агрегатов № 4–10 перекрываются специально изготовленными для этой цели металлическими герметическими крышками, которые устанавливаются на смонтированные статоры насос-турбин и турбин.

Допустимые режимы работы ГА. Первоначальный пуск ГА № 1 производился в насосном режиме для заполнения верхнего водоема водой путем закачки ее из нижнего водоема. При этом немодернизированная насос-турбина № 1 может закачать воду в верхний водоем только до отметки 99,50 м. Объем первичной закачки составляет 3,16 млн. м³, продолжительность закачки ориентировочно составляет 4,2 часа.

Использование немодернизированной насос-турбины № 1 в насосном режиме для поднятия уровня в верхнем водоеме до отметки 103,00 м запрещается во избежание попадания насос-турбины в помпажную зону работы, характеризующуюся неустойчивостью параметров и сопровождающуюся сильной вибрацией гидроагрегата.

В турбинном режиме насос-турбина № 1 от НПУ 99,50 м до УМО 92,00 м работает в гарантированной зоне напоров. Продолжительность работы в турбинном режиме составляет 2,8 часа.

С вводом ГА № 2 отметка НПУ была поднята до 103,00 м путем закачки воды модернизированной насос-турбиной № 2. Продолжительность закачки от

УМО 92,00 м до НПУ 103,00 м насос-турбиной №2 составляет 2,8 часа.

В турбинном режиме работают обе насос-турбины №1 и №2 от НПУ 103,00 м до УМО 92,00 м.

Время работы ГА № 1, 2 Ташлыкской ГАЭС.



1. ГА № 2 Ташлыкской ГАЭС работает в диапазоне отметок ВБ ТГАЭС в турбинном режиме: с 99,5 м до 92,0 м, время работы – 2 часа 40 минут.

2. ГА № 1 Ташлыкской ГАЭС работает в диапазоне отметок ВБ ТГАЭС в турбинном режиме: с 99,5 м до 92,0 м, время работы – 2 часа 40 минут, в насосном режиме: с 92,0 м до 99,5 м, время работы – 2 часа 57 минут.

3. В турбинном режиме при совместной работе ГА № 1, 2

ТГАЭС от отметки ВБ ТГАЭС 99,5 м до отметки 92,0 м, время работы 1 час 20 минут.

При строительстве ТГАЭС была произведена модернизация ГА №2 – наращивание лопастей рабочего колеса для обеспечения режима закачки воды от отм. 99,5 м до отм. 103,0 м.

С начала эксплуатации (2007 г.) ГА № 2 была выявлена повышенная вибрация кинематики направляющего аппарата при работе в насосном режиме.

ОАО "Силовые машины" ЛМЗ подтверждено, что причиной негативных процессов является увеличение диаметра рабочего колеса, что приводит к увеличению интенсивности переходных процессов на лопатках направляющего аппарата насос-турбины №2 и как следствие проявляются следующие факторы:

- повышенная вибрация узлов ГА и лопаток направляющего аппарата во всем диапазоне работы;
- повышенная интенсивность коррозионно-эрозионных процессов колон статора и лопастей рабочего колеса;
- ускоренный износ уплотнения вала;
- ускоренный износ деталей кинематики направляющего аппарата;
- механическое повреждение латунных торцевых уплотнений лопаток направляющего аппарата;
- возникновение трещин в сварных соединениях корпуса турбинного подшипника.

Для уменьшения износа кинематики направляющего аппарата было принято решение о снижении максимального уровня закачки воды до отм. 100.5 м при отметке НБ не ниже 14.6 м.

Несмотря на принятые меры, вибрация лопаток НА при работе ГА №2 в "насосном режиме" усилилась и превышает первоначальные значения водноэнергетических испытаний ГА почти в 2,7 раза, замеренные после ремонта. Для восстановления работоспособности агрегата в штатном режиме заводом-изготовителем гидротурбины была рекомендована замена рабочего колеса на немодернизированное.

Перед демонтажем существующего рабочего колеса ГА №2 необходимо выполнить демонтаж механической части системы регулирования (регулирующего кольца, крышки турбины, лопаток направляющего аппарата, вала насос-турбины и ступицы рабочего колеса и т.д.)

Так как при предварительной диагностике выявлен износ втулок направляющего аппарата вероятным дефектом на демонтированных деталях будет механический износ сопрягающихся поверхностей трения, который возможно устранить способом наплавки изношенных участков с последующей механической обработкой на станках.

Выполнение данных операций возможно только на специализированных предприятиях, имеющих металлообрабатывающие станки и соответствующую оснастку для обработки деталей большой массы и габаритов. Поэтому целесообразно использовать имеющиеся в наличии комплектующие направляющего аппарата ГА № 4 с последующим восстановлением демонтированного направляющего аппарата ГА № 2 в заводских условиях.

При монтаже крышки насос-турбины требуется замена крепежа в соответствии с требованиями завода-изготовителя, затяжка которого производится с нормируемым моментом, что требует закупки специальной гайковертной системы.

Сопряжение и фиксация вала насос-турбины с верхней ступицей рабочего колеса и установка нового рабочего колеса влечёт за собой обязательную замену призонных фиксирующих болтов с подгонкой посадочных мест и гаек к ним, которые необходимо изготовить в условиях завода-изготовителя насос-турбины.

После выполнения реконструкции насос-турбины ГА №2 с заменой рабочего колеса, втулок направляющего аппарата, торцевого уплотнения вала насос-турбины и других узлов предусмотрено проведение водно-энергетических испытаний с определением уточненных отметок закачки верхнего водоема Ташлыкской ГАЭС и работы гидроагрегатов в насосном и генераторном режимах.

I. Натурный контроль за состоянием гидросооружений.

Инструментом контроля за состоянием гидротехнических сооружений Каскада ГЭС–ГАЭС, как в период строительства, так и в процессе эксплуатации, является проведение систематических натуральных контрольных наблюдений и исследований, главной целью которых является максимальное снижение риска аварий путем обнаружения неблагоприятных, потенциально опасных процессов в сооружениях и их основаниях, ведущих к повреждениям, причем обнаружение этих процессов в начальной стадии их развития.



Оценка состояния гидротехнических сооружений производится, в основном, путем сопоставления и анализа параметров, измеряемых в процессе наблюдений с помощью контрольно-измерительной аппаратуры, с проектными их значениями (критериями безопасности).

Мониторинг дает достаточно полное представление о фактическом состоянии сооружений, позволяет прогнозировать возникновение аварийных ситуаций, своевременно устранять опасные повреждения и выполнять противоаварийные мероприятия.

Состав и объем натуральных наблюдений по каждой группе сооружений ГАЭС определен в зависимости от конструктивных особенностей сооружений, геологических, гидрогеологических условий, технологии и условий их воздействия на прилегающие сооружения, рекомендаций действующих норм и правил проектирования, строительства и эксплуатации.

Контрольные натурные наблюдения состоят из визуальных, выполняемых путем осмотров с применением простейших переносных инструментов и инструментальных с использованием устанавливаемой в сооружения КИА.

Визуальные наблюдения проводятся посредством регулярных осмотров надводных частей сооружений, а также путем водолазных обследований подводных частей, а инструментальные наблюдения — путем измерений по действующей КИА, установленной на сооружениях.

Визуальные наблюдения включают ежемесячные (при необходимости — чаще) осмотры строящихся и эксплуатируемых сооружений, последующую обработку первичных данных и их обобщение. В период развития фильтрационных протечек, осмотры и измерения расходов выполняются чаще.

Геодезические наблюдения за осадками и горизонтальными перемещениями проводятся, как правило, 2 раза в год путём нивелировок и створных измерений, которые выполнялись выездными бригадами специалистов ОИЗ "Укрэнергопроект" (в последние годы — МЦИИ). В отдельные годы наблюдения проводились реже.

Измерения по безнапорным пьезометрам выполняются с помощью мерной ленты с хлопущкой, по напорным — с помощью манометра, по щелемерам — индикатором часового типа или штангенциркулем. Показания дистанционных датчиков измеряются с использованием переносного периода портативного (ПЦП).

Уровни воды в подводящем и отводящем каналах, при проведении циклов контрольных измерений, тоже фиксируются с помощью мерной лен-

ты с хлопущкой. Отсчёт берётся от высотных марок, имеющих точные абсолютные отметки, которые проверяются два раза в год. Для технологических целей персоналом используются показания дистанционных линейных датчиков, которые нуждаются в регулярной тарировке.

Измерения расходов фильтрационной воды выполнялись объёмным и поплавковым способами. В части контрольных точек используются мерные водосливы.

Контрольные измерения по КИА выполняются не реже одного раза в месяц.

Данные первичных измерений по КИА проверяются, заносятся в компьютерную базу данных и по ним вычисляются значения контролируемых показателей.

Табличная и графическая обработка, анализ результатов наблюдений и составление отчётных документов выполняются в Каневской группе НИО ООО "Гидротехпроект".

Целенаправленные осмотры сооружений и анализ состояния конструкций, в основном в связи с неблагоприятными проявлениями, выполняет персонал гидротехнического цеха Каскада ГАЭС—ГАЭС. По результатам таких работ составляются акты и протоколы. ООО "Гидротехпроект" учитывает, по возможности, в своих отчётах данные таких работ.

Выводы I.

Рассматривая техническое состояние гидротехнических сооружений Ташлыкской ГАЭС можно сделать заключение о их работоспособном эксплуатационном состоянии, удовлетворяющим требованиям безопасности, однако имеются проблемы и недостатки, требующие выполнения комплекса исследовательских, проектных, строительно-монтажных и ремонтных работ, к которым относятся:

- дооснащение сооружений недостающей КИА по ранее выданной рабочей документации;
- дальнейшее расширение пьезометрической сети в насыпи за водоприёмником, массиве над водоводами и на пристанционной площадке;
- установка дополнительных марок на бетонной облицовке в районе выявленной местной деформации над водоводами № 1— 3;
- выполнение необходимых ремонтов существующей КИА;
- разработка и внедрение эффективных мероприятий по уменьшению негативного влияния работающего водовода № 2 на фильтрационный режим скального массива, уменьшению протечек во внутренние помещения здания ГАЭС, прекращению протечек воды на бетонную облицовку откоса перед зданием ГАЭС;



- доработка предельно допустимых показателей и критериев безопасности сооружений с учётом фактических данных контроля и расширения пьезометрической сети;

- оснащение вновь устроенной системы дренажа скального массива в помещении № 7 на отметке +5,525 м здания ГАЭС водомерными устройствами в соответствии с требованием действующих правил технической эксплуатации ГКД 34.20.507-2003.

В целом, комплекс натурных наблюдений за состоянием гидротехнических сооружений Ташлыкской ГАЭС является одной из главных составляющих общей системы безопасности объекта и неотъемлемой составляющей мониторинга окружающей среды.

II. Проблемы электромагнитной совместимости (ЭМС) электрооборудования ТГАЭС.

В процессе эксплуатации ГА № 1, 2 ТГАЭС выявлено значительное влияние режимов пуска и рекуперативного торможения от тиристорного пускового устройства (ТПУ) на режим работы электрооборудования собственных нужд (СН) ТГАЭС.

В режимах пуска-останова гидроагрегатов, ТПУ значительно искажает форму фазных и линейных напряжений на шинах КРУ-6 кВ и фазных токов рабочего ввода трансформатора собственных нужд ТГ1. Данное явление вызвано генерируемыми ТПУ высшими гармониками (3, 5, 13, 21 и т. д.), что приводит к длительным режимам работы (в процессе пуска от ТПУ до 6 мин) трансформаторов 6/0.4 кВ, электродвигателей 0.4/6 кВ и других потребителей СН с повышенным уровнем вибрации, температуры, шумом, запахом нагретой изоляции (например, ЗПУ-2 ЩПТ ВЕ-2 ОПУ ОРУ-330 кВ ТГАЭС), и, как следствие, может привести (и приводило) к повреждению оборудования собственных нужд ТГАЭС. Также, наблюдалось влияние режима рекуперативного торможения на работу панели регулятора турбины "VaTex" и систему возбуждения, приводившее к нарушению работы микропроцессорных устройств.

На сегодняшний день, в соответствии с утвержденным техническим решением, временно, до разработки и внедрения необходимых технических мероприятий, устранено влияние режимов пуска и рекуперативного торможения от ТПУ на электрооборудование СН ТГАЭС путем выделения секции ВНЗР только для питания ТПУ от трансформатора собственных нужд ТГ1 через рабочий ввод яч. 57 секции ВНЗР КРУ-6 кВ. Данное вынужденное техническое решение приводит к значительному снижению надежности электроснабжения СН ТГАЭС, поскольку все КТП СН обеспечены электропитанием только по одному вводу 6 кВ.

Результаты измерений показателей качества электроэнергии на шинах собственных нужд Ташлыкской ГАЭС в режимах пуска от ТПУ, выполненные компанией "СКД ELEKTROTECHNIKA, a.s." (Чешская Республика) и персоналом ТГАЭС.

Краткая характеристика оборудования и схема питания собственных нужд ТГАЭС.

К основному оборудованию собственных нужд (СН) Ташлыкской ГАЭС относятся:

- рабочие трансформаторы собственных нужд ТГ1 (ТГ2) типа ТРДНС-40000/35 ;

- секции КРУ-6 кВ ВН1Р, ВН2Р, ВН3Р, ВН4Р;

- комплектные трансформаторные подстанции собственных нужд (КТП СН) ВГ1N-ВГ2N, ВГ3N-ВГ4N, ВН1N-ВН6N, ВН22N-ВН23N, ВН45N-ВН46N, ВН47N-ВН48N.

Рабочее питание собственных нужд осуществляется от двух трансформаторов ТГ1 (ТГ2) типа ТРДНС-40000/35. Трансформаторы при помощи токопроводов 15,75 кВ подключены к блочным трансформаторам 1Т (2Т).

Резервное питание собственных нужд Ташлыкской ГАЭС обеспечивается от пуско-резервной подстанции 35/6 кВ. Со стороны высокого напряжения подстанция питается по двухлинейной воздушной линии от ОРУ – 150/35 кВ Южно-Украинской АЭС. Принципиальная электрическая схема СН ТГАЭС приведена на Рис. 1.

Методика проведения измерений. Измерения проводились на площадке ТГАЭС на отметке 24,75 м в помещении КРУ-6 типа КУ-104 на секциях ВН1Р-ВН4Р. В качестве измерителя использован трехфазный анализатор-регистратор качества электроэнергии типа "FLUKE 435". В режиме измерения напряжения анализатор с помощью потенциальных щупов подключался на вторичные цепи трансформаторов напряжения с коэффициентом трансформации 6000/100 В. Измеряемое напряжение являлось общим для всех потребителей, подключенных к шинам данной секции. Для измерения тока анализатор, посредством токовых клещей, подключался на вторичные цепи трансформаторов тока с коэффициентом трансформации 3000/5 А. Трансформаторы тока включены в цепь питания ТПУ, яч. №51 КРУ-6 кВ.

Параметры режима фиксировались до момента включения ТПУ, в процессе пуска ГА в насосный режим, и по окончании разгона ротора ГА до подсинхронной скорости. После этого ГА оставался без последующего включения в сеть. По такой методике были выполнены измерения пусков в насосный режим при помощи ТПУ обоих гидроагрегатов. Время проведения каждого измерения около 10 минут, из которых около 5 ми-



Принципиальная схема СН пускового комплекса

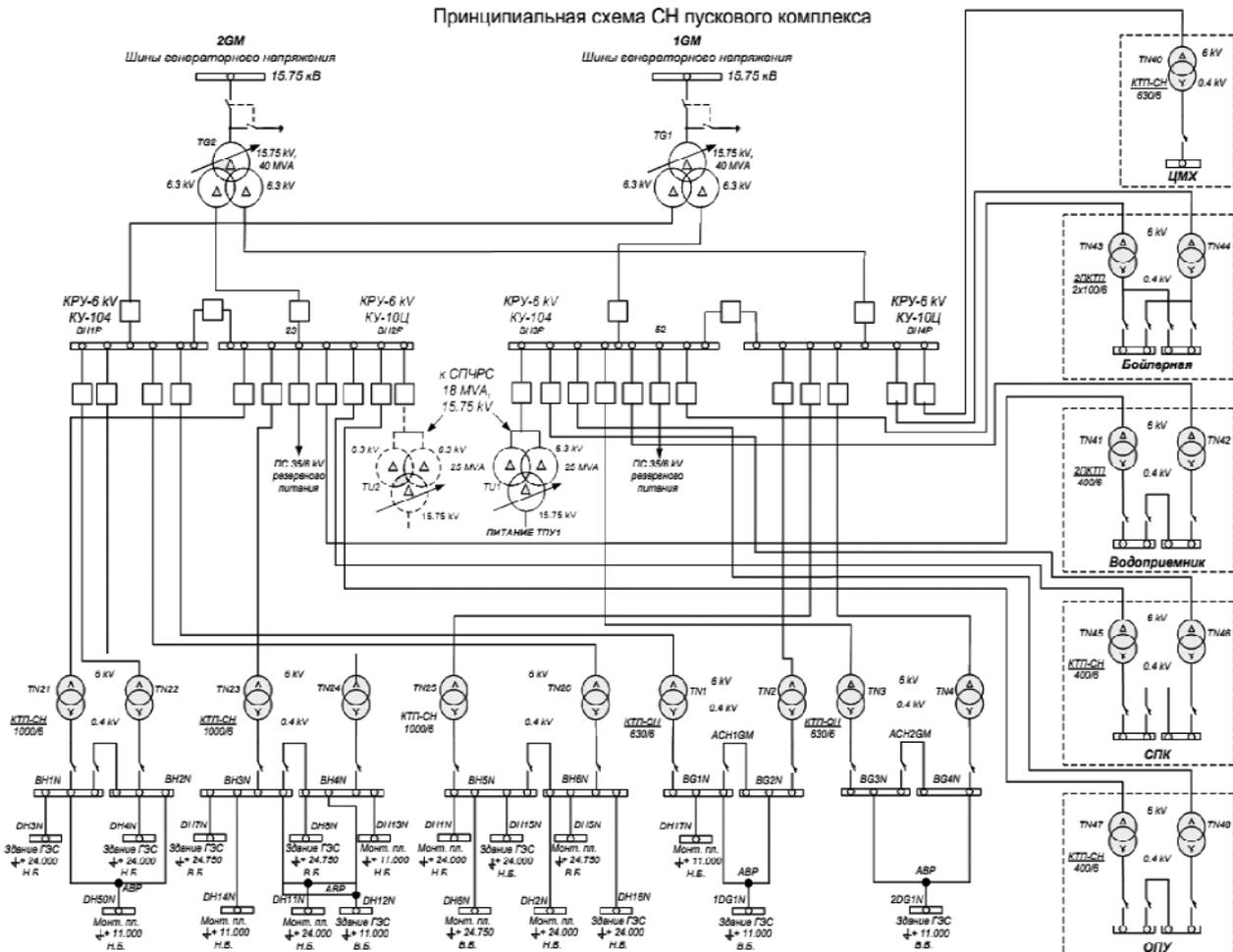


Рис. 1. Схема рабочего и резервного питания собственных нужд ТГАЭС.

нут — это собственно время разгона гидрогенератора-двигателя до подсинхронной скорости. Также, для оценки влияния работы ТПУ на других потребителей СН, аналогичным образом выполнялись контрольные измерения качества электроэнергии на шинах секции ВН1Р в ячейке №17 и на шинах секции ВН2Р в ячейке №26.

Измерения анализатором выполнялись с интервалом регистрации 0.5 сек. При этом, регистрировались минимальное (Min), среднее (Avg) и максимальное (Max) значения на интервале выборки для следующих параметров:

- напряжения фазные (UL12, UL23, UL31), кВ;
- токи по фазам (IL1, IL2, IL3), кА;
- мощность полная потребляемая, МВА;
- мощность активная потребляемая, МВт;
- мощность реактивная потребляемая, МВАр;
- коэффициент мощности PF или cos φ;
- общий коэффициент гармоник (THD) напряжения, %;
- общий коэффициент гармоник (THD) тока, %;
- гармоники напряжения: четные до 24-го порядка, нечетные до 49-го порядка по фазам, %;
- гармоники тока: четные до 16-го порядка, нечетные до 49-го порядка по фазам, %;

- частота, Гц.

Анализ показателей качества электроэнергии по гармоническим составляющим и величине напряжения. Из полученных данных следует, что все показатели качества электроэнергии до момента включения ТПУ находятся в пределах установленных ГОСТ 13109-97. Так среднее значение напряжения по фазам составляло в среднем 6325 В, 6299 В и 6287 В, изменения незначительны, провалов и импульсов не наблюдается, о чем также свидетельствует то, что за время усреднения (0,5 сек) средние значения совпадают с минимальными и максимальными значениями. Максимальные значения общего коэффициента гармоник (THD) не превышали 0,9%. На осциллограмме напряжения видимых отклонений формы кривых напряжения от синусоидальной не наблюдалось.

После пуска ТПУ1 наблюдается резкое падение напряжения (> 10 %). В дальнейшем колебания напряжения при работе ТПУ носили более плавный характер. Напряжение изменялось в пределах 5658 – 6140 В. Скачкообразные колебания питающего напряжения приводят к сбоям в работе релейных схем и микропроцессорных систем управления, вызывают срабатывания устройств релейной защиты и системной автомати-



ки, обуславливающие перерывы в электроснабжении потребителей. Собственно снижение напряжения приводит также к заметному росту реактивной мощности, теряемой в реактивных сопротивлениях рассеяния линий, трансформаторов и асинхронных двигателей.

За время работы ТПУ максимальное значение коэффициента нелинейных искажений напряжения достигло 28%, а среднее значение за время пуска составило

19,7 %, что в 2,46 раза превышает предельно допустимое значение, установленное

ГОСТ 13109-97. Такая же ситуация наблюдается во всем спектре гармонических составляющих напряжения в диапазоне от 5-й до 49-й гармоники, особенно нечетные, не кратные трем – имеем значительные превышения средними значениями уровней гармоник предельно допустимых по ГОСТ 13109-97. При работе ТПУ форма напряжения значительно искажается и отличается от синусоидальной.

Потребляемая ТПУ активная мощность с 1,7 МВт в начале пуска по мере разгона ГА постепенно возрастала до 17 МВт. В тоже время в момент начала пуска, когда просадки напряжения на шинах 6 кВ максимальны, при потреблении всего 1,63 МВт активной мощности, ТПУ потребляет полную мощность 18,34 МВА и реактивную мощность 17,79 МВАр. Коэффициент мощности в этот момент минимален и составляет всего 0,08. По мере разгона ГА потребление активной мощности растет, потребление реактивной мощности падает, полная мощность незначительно увеличивается (соответственно коэффициент мощности постепенно возрастает до 0,9).

Таким образом, провал напряжения в начале пуска вызван не большой потребляемой активной (полезной) мощностью, которая составляет всего 8,89% от полной мощности, а потреблением большой реактивной мощности и, соответственно, протеканием больших реактивных токов, которые и приводят к падению напряжения.

Сложившаяся ситуация привела к невозможности надежной работы потребителей собственных нужд от шин секции ВНЗР и отсутствию нормального резервирования для потребителей секции ВН4Р, что является недопустимым для объекта такого класса ответственности как ТГАЭС.

Анализ возможных путей улучшения показателей качества электроэнергии. Для улучшения качества электроэнергии на шинах 6,3 кВ собственных нужд ТГАЭС существует два пути:

1) изменение существующей схемы подключения потребителей собственных нужд и ТПУ;

Таблица 3. Спектральный состав напряжения СН 6 кВ ТГАЭС при пуске гидроагрегата от ТПУ

Порядок гармоники	Измеренное значение, %		Допустимые значения, %		Соответствие ГОСТ 13109-97
	Среднее	Макс	нормально	предельно	
KU	19,7	28	5	8	нет
KU(2)	0,67	3,2	1,5	2,25	да
KU(3)	1,28	4,7	1,5	2,25	да
KU(4)	0,88	4,4	0,7	1,1	да
KU(5)	12,1	16,7	4,0	6,0	нет
KU(6)	0,9	4,4	0,3	0,45	нет
KU(7)	9,0	12,6	3,0	4,5	нет
KU(8)	1,45	3,7	0,3	0,45	нет
KU(9)	2,1	6,6	0,5	0,75	нет
KU(10)	1,6	4,0	0,3	0,45	нет
KU(11)	8,3	11,6	2,0	3,0	нет
KU(12)	1,2	3,75	0,2	0,3	нет
KU(13)	6,8	10,3	2,0	3,0	нет
KU(14)	1,8	4,45	0,2	0,3	нет
KU(15)	2,33	6,9	0,3	0,45	нет
KU(16)	1,72	4,3	0,2	0,3	нет
KU(17)	4,92	8,1	1,5	2,25	нет
KU(18)	1,17	3,28	0,2	0,3	нет
KU(19)	4,0	6,9	1,0	1,5	нет
KU(20)	1,5	4,5	0,2	0,3	нет
KU(21)	1,65	3,8	0,2	0,3	нет
KU(22)	1,4	4,2	0,2	0,3	нет
KU(23)	2,65	5,3	1,0	1,5	нет
KU(24)	1,09	3,3	0,2	0,3	нет
KU(25)	2,1	4,5	1,0	1,5	нет
KU(27)	1,0	2,1	0,2	0,3	нет
KU(29)	1,68	3,67	0,9	1,3	нет
KU(31)	1,5	3,1	0,8	1,3	да
KU(33)	1,15	2,7	0,2	0,3	нет
KU(35)	1,56	3,45	0,8	1,2	нет
KU(37)	1,51	3,4	0,7	1,1	нет
KU(39)	1,25	2,74	0,2	0,3	нет
KU(41)	1,4	3,15	0,7	1,0	нет
KU(43)	1,3	2,65	0,7	1,0	нет
KU(45)	1,05	2,1	0,2	0,3	нет
KU(47)	1,08	2,25	0,6	0,9	нет
KU(49)	1,0	1,97	0,6	0,9	да

2) применение технических средств снижающих негативные воздействия от работы ТПУ на качество электроэнергии без изменения существующей схемы.

1. *Изменение существующей схемы включения ТПУ.* Для изменения существующей схемы подключения потребителей собственных нужд и ТПУ необходимо переопределение ТПУ через раздельный трансформатор напрямую к шинам генераторного напряжения 15,75 кВ (минуя шины 6,3 кВ собственных нужд), как показано на Рис. 2.

2. *Способы повышения КЭ без изменения существующей схемы.* Из рассмотрения в первом разделе результатов измерений следует что для улучше-

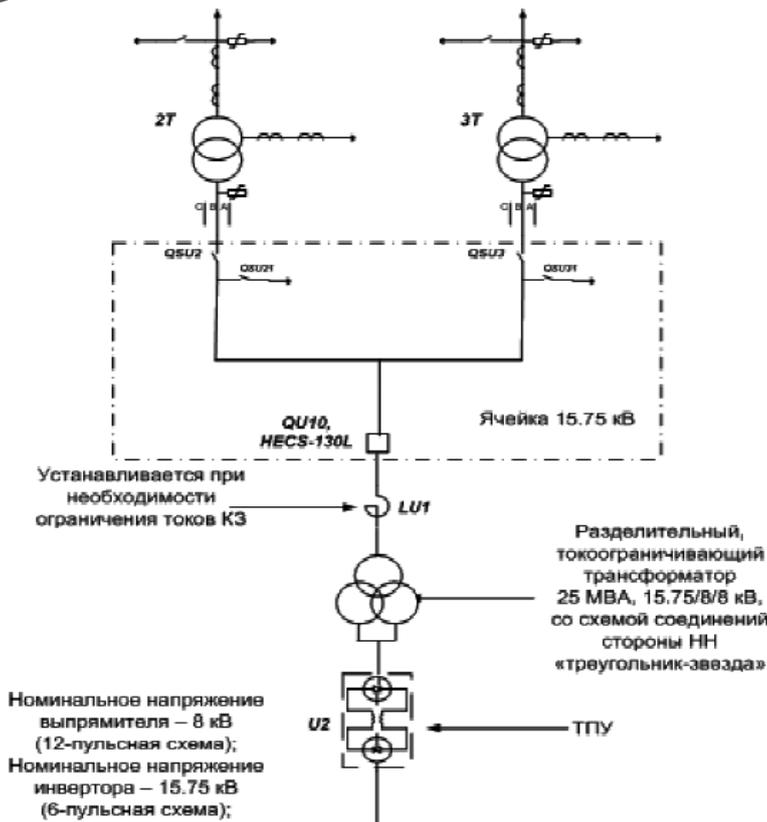


Рис. 2. Схема подключения ТПУ к шинам 15,75 кВ

ния качества электроэнергии, устранения провалов и значительных колебаний напряжения необходимо скомпенсировать реактивные токи, т.е. реактивную мощность потребляемую из сети и снизить уровень высокочастотных гармоник. На практике, когда имеются значительные гармонические искажения и при этом нагрузка имеет резкопеременный характер с быстрыми и значительными изменениями потребляемой реактивной мощности (как в режиме пуска гидроагрегатов ТГАЭС в

насосный режим), для подавления гармоник и компенсации реактивной мощности оптимальным является применение фильтро-компенсирующей установки с регулируемой компенсацией реактивной мощности (ФКУ) [4].

ФКУ такого типа (Рис. 3) включает в себя фильтры гармонических составляющих (фильтро-компенсирующие цепи (ФКЦ), обеспечивающие компенсацию максимальной потребляемой реактивной мощности и подавление высших гармоник и, включенные параллельно им в треугольник, три фазы управляемых тиристорами декомпенсирующих реакторов – тиристорно-реакторную группу (ТРГ), являющуюся плавнорегулируемым потребителем реактивной мощности.

Угол открытия тиристоров ТРГ может быстро изменяться таким образом, чтобы реактивная мощность Q_L , потребляемая нагрузкой и реактивная мощность Q_R , потребляемая декомпенсирующим реактором равнялась реактивной мощности Q_F генерируемой ФКЦ (Рис. 4) При соблюдении равенства $Q_S = Q_L + Q_C = 0$ (где $Q_C = Q_R + Q_F$ – реактивная мощность генерируемая ФКУ) система "нагрузка-ФКУ" потребляет из сети только активную мощность, сводя потребление реактивной мощности к малой величине.

Применение ФКУ с регулируемой компенсацией реактивной мощности позволяет снизить значение гармоник до допустимого уровня в соответствии с ГОСТ 13109-97 и непрерывно поддерживать коэффициент мощности, близким к единице даже в том случае, если величина реактивной мощности, потребляемой нагрузкой, быстро изменяется в широких пределах.

Сравнение вариантов улучшения показателей качества электроэнергии. Изменение схемы подключения ТПУ напрямую к шинам генераторного напряжения блочных трансформаторов позволит значительно ослабить влияние негативных факторов работы ТПУ на качество электроэнергии на шинах 6,3 кВ. Схемные решения практически применимы и имеют экономический эффект если были бы заложены на этапе проектирования и строительства ТГАЭС. Применение данного технического решения на уже введенной в эксплуатацию ТГАЭС затруднительно и затратно, что связано с большим объемом, сложностью и стоимостью дополнительного оборудования и выполняемых работ. Так применение 12-ти пульсной схемы выпрямления, помимо замены выпрямителя, невоз-

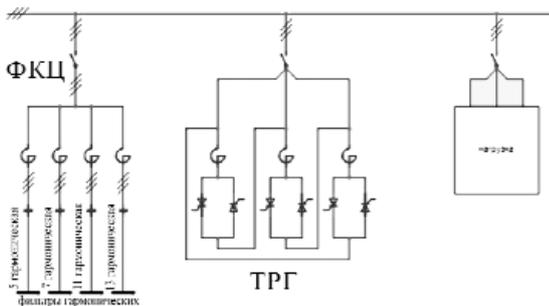


Рис. 3. Фильтро - компенсирующая установка с регулируемой компенсацией реактивной мощности.

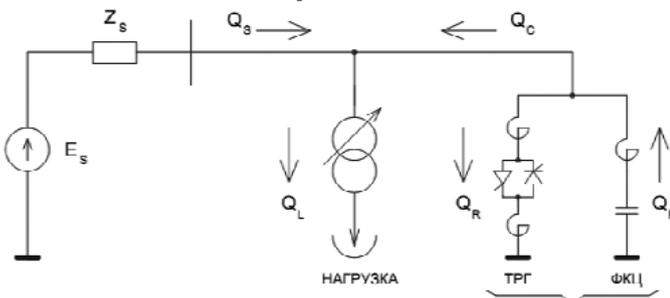


Рис. 4. Принцип действия ФКУ с регулируемой компенсацией реактивной мощности.



можно без замены двухобмоточного трансформатора на трехобмоточный или применения дополнительного фазосдвигающего трансформатора. Выполнение таких работ требует длительного вывода из работы ТГАЭС.

Фильтро-компенсирующая установка с регулируемой компенсацией реактивной мощности позволяет снизить до допустимого уровня значения высокочастотных гармонических составляющих, компенсировать потребляемую реактивную мощность и с высокой точностью и быстродействием поддерживать на заданном уровне коэффициент мощности системы "нагрузка — ФКУ" даже при быстроменяющейся величине потребления реактивной мощности. ФКУ такого типа способны ослаблять высокочастотные составляющие, не только генерируемые нагрузкой, но и поступающие из сети, где они сгенерированы другими потребителями. Применение ФКУ позволит избежать перетоков реактивной мощности по сетям, уменьшить провалы, перекосы напряжения и в целом значительно повысить показатели качества электроэнергии, что в конечном счете должно исключить влияние мощных нелинейных нагрузок на работу других потребителей электроэнергии. Значительная часть оборудования ФКУ (конденсаторные батареи, дроссели ФКЦ и декомпенсирующие реакторы) может быть изготовлена в исполнении для наружного (за пределами помещения) размещения. ФКУ имеют меньшие, по сравнению с активными фильтрами гармоник, потери поскольку тиристоры ТРГ, в отличие от работающих на высоких частотах транзисторов активных фильтров, включаются с частотой сети и выключаются в нуле тока и, следовательно, динамические потери в полупроводниках незначительные. Выполненная на базе цифрового процессора система управления дает возможность отражать режимы работы на местном дисплее или передавать информацию в АСУ верхнего уровня, запоминает журнал событий. ФКУ изготавливаются и эксплуатируются много лет, количество установок на 6, 10 кВ, находящихся в работе во всем мире, не поддается точному подсчету. В настоящее время накопленный опыт позволяет некоторыми производителям рассчитывать и изготавливать ФКУ напряжением до 35 кВ и мощностью в десятки МВАр.

К недостаткам ФКУ можно отнести относительно большую стоимость оборудования и необходимость выполнения большого (по сравнению с

нерегулируемыми силовыми фильтрами) объема монтажных, пусконаладочных работ и работ по обслуживанию оборудования, которые, однако, могут быть выполнены без вывода ТГАЭС из эксплуатации.

Выводы II. Проанализированы пути улучшения КЭ на шинах СН ТГАЭС с изменением схемы подключения ТПУ, применением: схемных решений, батарей статических конденсаторов, нерегулируемых пассивных фильтров, активных фильтров гармоник и фильтро-компенсирующих установок с регулируемой компенсацией реактивной мощности. *Для случая ТГАЭС с технической точки зрения наиболее оптимальным является применение регулируемого ФКУ, позволяющее компенсировать потребляемую ТПУ реактивную мощность и подавить генерируемые ТПУ высокочастотные гармоники.*

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — Введен в Украине 01.01.2000. — (Межгосударственный стандарт стран СНГ). — 30 с.
2. Аррилага Д., Брэдли Д., Боджер П. Гармоники в электрических системах. — М.: Энергоатомиздат, 1993.
3. Данилов, И.А., Лотоцкий, К.В. Электрические машины. — М.: Колос 1972. 528 с.
4. Добрусин Л.А. Фильтрокомпенсирующие устройства для преобразовательной техники. — М.: НТФ "Энергопрогресс", 2003. — 84 с.
5. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 2000. — 331 с.
6. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. — М.: НС ЭНАС, 2009. — 456 с.
7. Куско А., Томпсон М. Качество энергии в электрических сетях. Пер. с англ. Рободзея А.Н. — М.: Додэка-XXI, 2008. — 336 с.
8. Шри Карв, Активные фильтры. Пер. с англ. Мельниковой Е.В. Журнал "Энергосбережение" №4/2004 — М.: ООО
9. Межведомственный центр инженерных изысканий. Натурные контрольные наблюдения за состоянием гидротехнических сооружений объектов строительства Ташлыкской ГАЭС, 2014. — 216 с.

