



УДК 621.313

**БОРОДАЧЕНКО А.С.**, аспирант, инж.,

начальник смены станции Каховской ГЭС

## ЗАМЕНА БЛОЧНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ КАХОВСКОЙ ГЭС

Существующая главная схема электрических соединений Каховской ГЭС – это шесть блоков генератор-трансформатор подключены к распределительному устройству 154 кВ, выполненному по схеме "одиночная, секционированная выключателем, система шин с обходной системой шин, секционированной разъединителем". Характерной особенностью станции является закрытое четырёхэтажное распределительное устройство 154 кВ. На первом этаже расположены главные шины 154 кВ и шинные разъединители, на втором – элегазовые выключатели и трансформаторы тока; на третьем – повышающие блочные трансформаторы, линейные разъединители; на четвёртом этаже смонтирована обходная система шин с обходными разъединителями.

Силовой трансформатор является важным элементом электростанции и должен не только соответствовать установленным требованиям нормативно-технической документации, но и обеспечивать безопасность, надёжность и эффективность системы энергоснабжения.

На Каховской ГЭС находятся в эксплуатации 5 трансформаторов типа ТЦГ-70000/150 введенных в работу в 1955–1956 годах и 1 типа

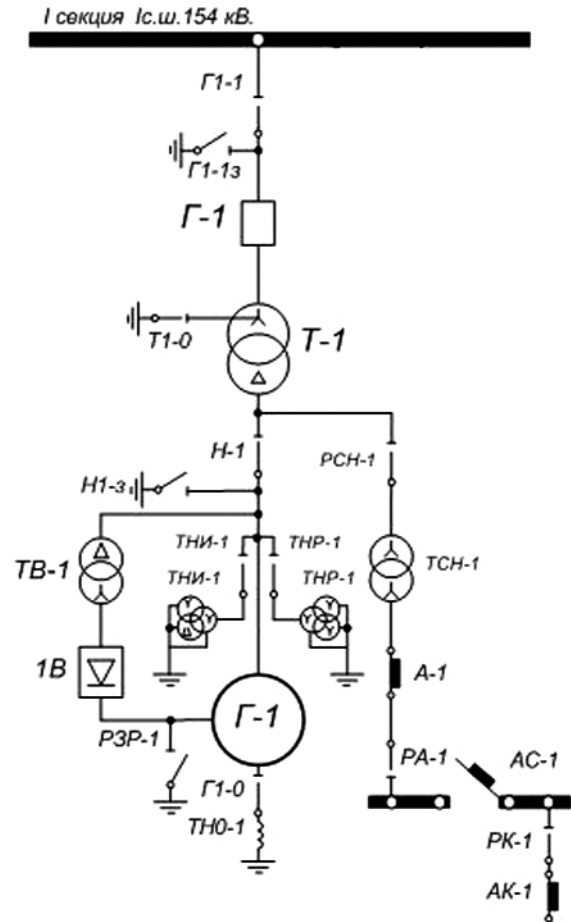


Рис. 9. Блок генератор-трансформатор

Таблица 1. Перечень силовых блочных трансформаторов, установленных на Каховской ГЭС, их параметры и характеристики.

Тип тр-ра, завод – изготовитель	Диспетчерское обозначение	Напряжение холостого хода тр-ра, (кВ)	Ток холостого хода, (%)	Потери холостого хода, (кВт)	Потери к.з., (кВт)	Напряжение к.з., (%)	Полный вес тр-ра, (т)	Вес выемной части тр-ра, (т)	Вес бака без охладителей, (т)	Вес масла, (т)
ТЦГ-70000/150 ЗТЗ	Т-1	169 ± 2х2,5%	1,7	182,09	402,43	13,83	122	64	21,5	36,5
ТЦГ-70000/150 ЗТЗ	Т-2	169 ± 2х2,5%	2,4	197,00	384,55	13,63	122	64	21,5	36,5
ТЦГ-70000/150 ЗТЗ	Т-3	169 ± 2х2,5%	1,9	171,00	356,00	13,87	122	64	21,5	36,5
ТЦ-70000/150-УЗ ЗТЗ	Т-4	169 ± 2х2,5%	0,5	48,00	295,00	13,8	73	42,5	5,5	17
ТЦГ-70000/150 ЗТЗ	Т-5	169 ± 2х2,5%	2,15	169,25	392,26	13,79	122	64	21,5	36,5
ТЦГ-70000/150 ЗТЗ	Т-6	169 ± 2х2,5%	2,26	180,16	375,68	13,79	122	64	21,5	36,5



Таблиця 2. Фактические потери электроэнергии в трансформаторах в феврале 2011г.

№	Активная энергия, учтенная за месяц по расчет. счетчикам	Потери активной мощности в стали тр-ра, кВт	Число часов исп. тр-ра, час	Потери активной энергии в стали тр-ра, кВтч	Коефф. загрузки обмотки тр-ра	Потери активной мощности в меди обмотки тр-ра, кВт	Потери активной мощности в меди обмотки тр-ра (факт), кВт	Число часов работы тр-ра с ном. нагрузкой, час	Потери активной энергии в меди тр-ра, кВтч	Потери активной энергии в тр-ре, кВтч
Г1	35 239 680	183	672	122 976	0,88	403	312,793	592,264	185 256	<b>308,232</b>
Г2	34 477 920	197	672	132 384	0,86	385	286,072	579,461	165 767	<b>298,151</b>
Г3	0	171	0	0	0	356	0	0	0	<b>0,000</b>
Г4	30 371 040	48	567	27 216	0,90	293	237,330	510,438	121 142	<b>148,358</b>
Г5	35 703 360	169	672	113 568	0,89	392	312,600	600,056	187 578	<b>301,146</b>
Г6	34 212 960	180	672	120 960	0,86	376	275,509	575,008	158 420	<b>279,380</b>

ТЦ 70000/150-У3 2004года выпуска, изготовленных на Запорожском трансформаторном заводе (ЗТЗ). Трансформаторы работают более 55 лет и подлежат замене вследствие истечения амортизационного срока службы. На всех трансформаторах проводились капитальные ремонты с выемкой активной части из бака без замены обмоток. 21 декабря 1988 г. произошло повреждение трансформатора Т-4 с выгоранием 10 витков низковольтной 13,8 кВ обмотки. Завод-изготовитель отказался производить ремонт из-за истечения срока службы трансформатора. Из выпускаемых серийных трансформаторов в ряду номинальных мощностей наиболее близкими являлся 63000 КВА, который не представлялось возможным использовать из-за недостаточной мощности и ограниченных размеров ячеек ЗРУ–154 кВ для трансформаторов.

В связи с этим был временно установлен бывший в эксплуатации трансформатор типа ТЦГ 65000/150 (1955 года выпуска). После капитального ремонта трансформатор проработал на Каховской ГЭС более 15 лет. Номинальный ток этого трансформатора под нагрузкой составлял 2720 А, тогда как номинальный ток статора генератора составляет 2990 А, по этому параметру Г-4 был отключён от группового регулирования. В связи с рядом неустраняемых дефектов на Т-4 (протечки масла на всех вводах и баке трансформатора, увеличение  $\Delta R_{\text{ом}}$  % по всем фазам, наблюдался рост  $\text{tg } \Delta$ , т.е. ухудшались характеристики изоляции) требовалась его срочная замена.

В ходе реконструкции Г-4 2004–2005 годах Т-4 был заменён на новый современный трансформатор типа ТЦ 70000/150-У3.

20 июля 2010 г. произошло аварийное отклю-

чение трансформатора Т-5 с возгоранием вытекшего наружу масла, вследствие пробоя изоляции между фазами вводов НН. Признаков внутреннего повреждения трансформатора не выявлено: целостность мембраны, установленной в выхлопной трубе не нарушена; бак не деформирован и газовая защита в период аварии не срабатывала. При визуальном осмотре трансформатора после пожара обнаружено значительное разрушение фарфоровой крышки вводов НН фаз "А" и "В". Ввод фазы "В" разрушен до основания с расщеплением и сползанием нижней части фарфора на гибкий отвод. Комиссией по расследованию причин нарушения и возникновения аварии установлено, что основной причиной нарушения работы трансформатора является дефект изготовления изолятора. Произведён демонтаж повреждённых и установка новых вводов НН. Последний капитальный ремонт Т-5 производился в октябре 2009 г. В ходе проведения ремонта выполнены работы по реконструкции выводов обмотки НН на основании проекта, разработанного "Харьковэнергоремонт".

Также в последнее время вызывает тревогу состояние трансформатора Т-6, об этом свидетельствуют результаты хроматографических анализов растворенных в масле газов.

Ресурс трансформатора определяется ресурсом его основных функциональных узлов (целлюлозной изоляцией и магнитопроводом), замена которых по экономическим причинам не выгодна. Прочие вспомогательные узлы – высоковольтные вводы, маслоохладители, маслонасосы и др. – при своевременном выявлении в них дефектов могут быть отремонтированы, либо заменены. Поскольку ресурс целлюлозной изоляции в



большинстве случаев оказывается меньше магнитопровода, срок службы трансформатора в основном определяется по степени износа целлюлозной изоляции.

**Вывод.** Все блочные силовые трансформаторы (кроме Т-4) требуют замены на современные.

Замена трансформаторов даст значительное сокращение потерь активной энергии (см. Табл. 2) и обеспечит надёжную и эффективную работу Каховской ГЭС. Замена одного трансформатора приведет к сокращению потерь энергии в среднем до 1 млн. кВт·ч в год.

© Бородаенко А.С., 2011



УДК 621.311

**БАРДИК Є.І.**, канд. техн. наук., доцент., НТУУ "КПІ"

## **ПРОГНОЗУВАННЯ ЗМІНЕННЯ РЕСУРСНИХ ПАРАМЕТРІВ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ НА ОСНОВІ ТЕОРІЇ НЕЧІТКИХ ЧАСОВИХ РЯДІВ**

**З**абезпечення надійності функціонування генеруючого обладнання ГЕС та ГАЕС електроенергетичних систем (ЕЕС), що здійснюють електропостачання споживачів, є однією з основних багатопланових проблем електроенергетики. Рівень надійності електропостачання споживачів значною мірою залежить від технічного стану силового генеруючого і комутаційного обладнання, зношення якого на сьогоднішній день сягає 60–70 %, що призводить до збільшення імовірності його відмов, підвищення аварійності в ЕЕС [5–10]. Відмови окремих елементів систем ЕЕС не завжди є локальними подіями і можуть викликати відмови непошкодженого обладнання. Це, в свою чергу, зумовлює необхідність надійного функціонування комутаційних апаратів, що здійснюють автоматичне управління роботою системи електропостачання.

Для вирішення задач управління ресурсом необхідна розробка математичних моделей прогнозування змінення залишкового ресурсу вимикача на основі яких можна визначити можливість вичерпання ресурсу працездатності (прогнозувати відмови) і страхувати ризик відмови відповідальних підсистем ЕЕС, які забезпечують електропостачання споживачів.

Аналіз відмов високовольтних вимикачів показав, що найбільш пошкоджуваними елементами повітряного вимикача є привод, дугогасний пристрій і внутрішня ізоляція, ущільнення, причому частка відмов дугогасного пристрою іноді сягає 20–27%. Очевидно, що одним з найбільш визначальних параметрів щодо прогнозування

вичерпання ресурсу працездатності вимикача є комутаційний ресурс, найбільше спрацювання якого виникає при комутації струмів короткого замикання (КЗ) [6–8].

В [7–9] докладно висвітлені основні положення методик визначення спрацьованого і залишкового ресурсу вимикача, якщо відомі значення комутуваного струму і кількості комутацій. При їх використанні оцінка спрацьованого ресурсу вимикачів виконується шляхом підсумовування спрацьованого ресурсу після виконання кожного КЗ. Але як показано в [8] на практиці в ЕЕС в більшості випадків відсутні датчики, які фіксують короткі замикання. У цьому випадку, інформацію щодо величини комутуваного струму і кількості комутацій одержують на основі аналізу і обробки статистичних даних про короткі замикання в електропередачі і електрообладнанні.

Разом з цим в існуючих і створюваних сучасних системах моніторингу комутаційного обладнання енергосистем передбачається безперервна реєстрація, як в нормальних так і в аварійних режимах, значень комутуваного вимикачем струму. Крім того, системи моніторингу, зазвичай, здійснюють не тільки оцінку, але й прогнозування ресурсу працездатності комутаційного обладнання і тому створення відповідного математичного і програмного забезпечення, яке є складовою частиною експертних систем моніторингу комутаційного обладнання, є актуальною задачею.

В більшості випадків для виконання необхідних розрахунків визначення спрацювання комутаційного ресурсу потрібно мати аналітичну