



ГРУБОЙ А.П., главный конструктор,
ШОФУЛ А.К., зав. отделом, **БАТУЛИН В.И.**, зам. зав. отделом,
КАЛИТИЕВСКАЯ О.М., зав. лабораторией,
КОВРИГА А.Е., зав. лабораторией, ГП завод "Электротяжмаш", г. Харьков.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ДИСБАЛАНСА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Описаны причины возникновения и методы устранения электрического дисбаланса гидрогенераторов. Также приведены результаты вибрационных испытаний и балансировки гидрогенератора типа СВ 1340/150-96МУХЛ4 ст. № 3 Каховской ГЭС до и после проведения балансировочных работ.

Основой гидроэнергетики Украины является Днепровский каскад ГЭС и ГАЭС, на которых установлено 93 гидрогенератора. Днепровский каскад играет важную роль в обеспечении устойчивой работы Объединенной энергосистемы Украины. Большинство гидрогенераторов Днепровского каскада работает в режиме покрытия пиковых нагрузок в энергосистеме с частыми пусками и остановами с большой маневренностью по активным и реактивным мощностям, что в свою очередь негативно сказывается на их тепловых, механических и вибрационных характеристиках.

В соответствии с ГОСТ 5616-89 гидрогенераторы должны допускать не менее 700 пусков в год, а гидрогенераторы-двигатели — 1400, то есть среднее количество пусков на гидрогенератор составляет 1,9 в сутки, а для гидрогенераторов-двигателей — 3,8. Наличие указанных режимов предъявляет повышенные требования к механической прочности узлов гидрогенератора, особенно ротора.

На протяжении последних 15 лет специалистами завода "Электротяжмаш" проводились обследования технического состояния генераторов и определялись объемы модернизации. В ходе испытаний выполнялось: обследование состояния сварных швов несущих конструкций, вибрационные и тепловые испытания, определение формы ротора и статора, обследование состояния обмотки, узла щеточного аппарата и контактных колец, испытание сердечника на удельные потери и нагрев, определение состояния прессовки, определение разьединительной частоты вращения обода ротора и др. В процессе обследований был выявлен ряд дефектов, подтверждающих, что некоторые узлы в значительной степени выработали свой ресурс и требуют замены или модернизации.

На некоторых гидрогенераторах (Каховская ГЭС ст. № 3, Днепродзержинская ГЭС ст. № 3, 7, 8) выявлен повышенный уровень вибрации опор в режимах холостого хода с возбуждением и нагрузкой. При этом в режиме холостого хода без воз-

буждения вибрация не превышает нормативных значений, особенно это свойственно для гидрогенераторов с большим диаметром сердечника статора. Такие явления происходят в случае асимметрии магнитного поля в воздушном зазоре гидрогенераторов. Она является следствием двух основных причин — асимметрии собственно воздушного зазора и наличия короткозамкнутых витков в обмотках возбуждения полюсов ротора.

Асимметрия зазора может быть обусловлена неправильными формами расточки статора и (или) огибающей полюсов ротора. Для анализа форм ротора и статора необходимо их разложить в ряд Фурье. Тогда 1-я гармоника искажения характеризует эксцентриситет, 2-я гармоника — эллиптичность, 3-я — грушевидность и т.д.

Из опыта обследований гидрогенераторов известно, что в процессе работы машин происходят существенные изменения параметров воздушного зазора, которые являются следствием целого ряда причин — дефектов сборки в процессе монтажа, недостатками конструкции элементов крепления узлов, естественными процессами релаксации сварных конструкций и деформации узлов под действием термомеханических нагрузок и др.

Также изменение воздушного зазора происходит при ослаблении натяга обода на остов ротора. Отсутствие натяга приводит к искажению формы ротора, изменению воздушного зазора и магнитного тяжения и, как следствие, к дисбалансу ротора, перемещениям обода по клиновым полосам при вращении вплоть до разрушения опорного зуба и другим повреждениям. Оценка влияния искажения форм ротора и статора на динамические характеристики несущих конструкций гидроагрегата определяется расчетом сил одностороннего магнитного тяжения между ротором и статором при различных положениях ротора в расточке статора. Ослабление натяга посадки обода ротора при эксплуатации происходит главным образом в начальный период эксплуатации, когда под воздействием нагрева и центробежных



сил при вращении, особенно при угонной частоте вращения, происходит приработка узлов, выбираются все монтажные зазоры и обод ротора не возвращается в исходное состояние, т. е. за счет остаточных деформаций происходит уменьшение натяга посадки обода на остов. В связи с этим необходима периодическая проверка состояния посадки обода ротора.

Для экспериментальной оценки состояния посадки обода на остов ротора ГП завод "Электротяжмаш" использует специальные датчики относительных перемещений, представляющие собой рычажный механизм с соотношением плеч 10:1, неподвижная часть которого крепится жестко к спицам остова, а подвижная к ободу ротора. Оценка состояния проводится в режимах холостого хода при различных скоростях вращения и номинальной нагрузки. В некоторых гидрогенераторах существенное влияние на величину отделяющих оборотов обода ротора оказывают силы магнитного тяжения между ободом и остовом. Эти силы, возникающие при номинальной нагрузке в дополнение к центробежным силам обода и полюсов, снижают разъединительную частоту вращения. Для восстановления натяга посадки обода на ротор необходимо проводить работы по переключению обода новыми клиньями. Старые клинья необходимо вытянуть, создав перепад температур между остовом и ободом порядка 20–30 °С. Сначала клинья забивают нахолодно для получения предварительного натяга, затем греют обод и добивают клинья до получения необходимого натяга. При переключении обода при необходимости проводится корректировка формы ротора. Величина необходимого натяга определяется из условия, чтобы разъединительная частота вращения ротора, при которой обод отделяется от остова, была выше номинальной.

При создании натяга необходим контроль его величины. Наиболее точно величина фактического натяга определяется путем измерения механических напряжений сжатия в спицах остова ротора с помощью тензодатчиков. Для этой цели на каждой спице на специально подготовленных площадках клеятся тензодатчики. С их помощью определяются напряжения, которые сравниваются с расчетными значениями напряжений сжатия от радиальных усилий между ободом и остовом при натяге, обеспечивающем разъединение обода от остова при частоте вращения выше номинальной. После проведения расклиновки необходимо произвести измерение форм ротора и статора.

Нарушение симметрии воздушного зазора между ротором и статором гидрогенераторов, помимо ухудшения электрических характеристик генераторов, вызывает повышенное биение вала, повышение температуры сегментов направляющих подшипников, а также появление низкочастотной вибрации сердечника статора и крестовины, что может быть причиной повреждений и отказов в работе.

В соответствии с "Методикой оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций" степень искажения форм ротора и статора не должна превышать 8 и 15 % соответственно.

Проведение работ по восстановлению форм ротора и статора связаны с длительными простоями агрегата и привлечением больших денежных средств. Для сокращения времени вынужденного простоя гидроагрегата и экономии денежных средств с целью устранения неуравновешенных сил магнитного тяжения применяются методы электромагнитной балансировки ротора гидроагрегата.

Суть одного из методов заключается в уменьшении сил одностороннего магнитного тяжения путем выравнивания магнитного поля в зазоре между ротором и статором за счет выключения из работы путем отпаек определенного количества витков обмотки возбуждения. Уменьшение такого дефекта можно достичь также путем установки грузов на спицах ротора гидрогенератора, перераспределив вибрацию опор между режимом холостого хода без возбуждения и режимом нагрузки. Данные методы являются временной мерой устранения электрического дисбаланса до принятия кардинальных мер по ликвидации данного явления.

Вибрационное состояние подшипниковых опор и балансировку ротора гидрогенератора при асимметрии магнитного поля в воздушном зазоре рассмотрим на примере Каховской ГЭС ст. № 3.

В Табл. 1 приведена вибрация опорных конструкций гидроагрегата в косвенных (холостой ход без возбуждения, холостой ход с номинальным напряжением статора) и нагрузочных режимах при $P = 25$ и 54 МВт по общему уровню в диапазоне частот 1,01–101 Гц, а также амплитуда и фаза первой гармоники. По полученным данным видно, что вибрация верхнего направляющего подшипника в режимах холостого хода с возбуж-



Таблиця 1. Вибрация опорных конструкций агрегата до балансировки, мкм

Режим работы агрегата	Измеряемый параметр	Место замера				
		ВНП		ННП		ТП
		П	В	П	В	П
Х.х. без возб.	ОУ 1,01-101 Гц	29	62	16	22	30
	А/Ф	10/163	35/36	15/237	5/132	3/128
Х.х. с возб.	ОУ 1,01-101 Гц	196	76	18	33	24
	А/Ф	196/86	55/46	22/224	3/300	7/184
P=25 МВт	ОУ 1,01-101 Гц	235	87	17	34	15
	А/Ф	226/82	66/52	18/233	9/20	6/187
P=54 МВт	ОУ 1,01-101 Гц	200	79	20	56	41
	А/Ф	214/91	65/53	9/264	7/339	40/252

Примечание: ВРП – верхний направляющий подшипник, ННП – нижний направляющий подшипник; ТП – турбинный подшипник; В – вертикальное направление измерения; П – поперечное направление измерения.

дением и нагрузке имеет максимальный уровень 235 мкм (оборотная составляющая – 226 мкм), что превышает нормы ГОСТ и СОУ. При этом в режиме холостого хода без возбуждения уровень вибрации в этой точке составляет 29 мкм по общему уровню и 10 мкм по оборотной составляющей. Величины вибрации остальных точек подшипниковых опор не превышают 87 мкм и соответствуют требованиям ГОСТ и СОУ. Изменение вибрации верхней крестовины от режима холостого хода без возбуждения к режимам холостого хода с номинальным напряжением статора и нагрузки с учетом фазы вибрации составляет 226 мкм.

Таблиця 2. Вибрация опорных конструкций агрегата после балансировки, мкм

Режим работы агрегата	Измеряемый параметр	Место замера				
		ВНП		ННП		ТП
		П	В	П	В	П
Х.х. без возб.	ОУ 1,01-101 Гц	40	51	13	17	28
	А/Ф	33/257	9/173	3/227	2/341	8/272
Х.х. с возб.	ОУ 1,01-101 Гц	97	60	22	23	27
	А/Ф	94/64	31/52	15/208	3/324	7/282
P=20 МВт	ОУ 1,01-401 Гц	92	39	18	24	15
	А/Ф	82/48	30/61	15/206	5/48	8/292
P=40 МВт	ОУ 1,01-101 Гц	104	60	21	47	27
	А/Ф	97/51	26/45	13/211	6/303	12/293
P=54 МВт	ОУ 1,01-101 Гц	107	64	20	58	40
	А/Ф	96/49	32/53	9/210	11/57	32/295

Такое вибрационное состояние говорит о наличии электрического дисбаланса генератора, являющегося следствием асимметрии магнитного поля в воздушном зазоре.

Для возможности дальнейшей безаварийной работы данного агрегата было принято решение об устранении электрического дисбаланса путем установки грузов на спицы ротора.

В результате балансировки на спицу ротора в районе 56 полюса был установлен груз общим весом 240 кг. После чего были повторно проведены испытания агрегата в различных режимах работы. В Табл. 2 предоставлены данные полученных замеров. Как видно, вибрация верхнего направляющего подшипника была снижена по общему уровню до 107 мкм (режим $P = 54$ МВт), а оборотная составляющая не превышает 97 мкм. При этом максимальная вибрация в остальных точках не превышает 64 мкм (нижний направляющий подшипник в вертикальном направлении в режиме $P = 54$ МВт).

После балансировки вибрационное состояние опорных конструкций гидроагрегата удовлетворяет требованиям нормативных документов и разрешает эксплуатацию агрегата без ограничений.

Выводы и рекомендации

1. Максимальный уровень вибрации до балансировки имел верхний направляющий подшипник в поперечном направлении в режиме нагрузки – 235 мкм по общему уровню и 226 мкм по оборотной



составляющей. В остальных точках измерений вибрация не превышала 87 мкм.

2. В результате балансировки вибрация верхнего направляющего подшипника в режиме нагрузки снижена до 107 мкм по общему уровню и 97 мкм по оборотной составляющей. Максимальная вибрация в остальных точках не превышает 64 мкм. Такое вибрационное состояние гидроагрегата соответствует требованиям ГОСТ 5616-89 и СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 (180 мкм).

3. Рост вибрации опорных конструкций и сердечника статора гидрогенератора в режимах холостого хода с возбуждением и нагрузки обусловлен асимметрией воздушного зазора между ротором и статором.

4. Для устранения выявленных недостатков необходимо:

До вывода в капитальный ремонт:

- определить формы ротора и расточки сердечника статора;

- провести расчеты форм ротора и статора, а также расчет динамики изменения сил одностороннего магнитного тяжения, вызванного искажением форм;

- проверить состояние посадки обода ротора на остова путем определения разъединительной частоты вращения обода датчиками относительных перемещений.

- по результатам измерения и анализа форм ротора и статора принять решение об устранении или снижении их несимметрии.

В период капитального ремонта провести контроль:

- состояния сердечника статора и элементов его крепления;

- стыковых зон статора с элементами соединения секторов;

- элементов крепления статора к фундаменту.

После проведения капитального ремонта:

- определить формы ротора и расточки сердечника статора;

- провести расчеты форм ротора и статора, а также расчет динамики изменения сил одностороннего магнитного тяжения, вызванного искажением форм;

- проверить состояние посадки обода ротора на остова путем определения разъединительной частоты вращения обода датчиками относительных перемещений;

- выполнить обследование вибрационного состояния гидроагрегата.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров А.Е., Гуцин Е.В., Кулаковский В.Б. и др. Обнаружение дефектов гидрогенераторов. — М. Энергоиздат, 1985 г.

2. Стандарт ОАО РАО "ЕЭС России" "Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций"

3. Грубой А.П., Кирьянов А.Н. Опыт восстановительного ремонта механической части роторов гидрогенераторов-двигателей ГАЭС "Жарновец" (Польша). // Гидроэнергетика Украины. — 2004. — № 1. — С. 30-33

© Грубой А.П., Шофул А.К., Батулин В.И., Калитиенская О.М., Коврига А.Е., 2012

