

УДК 621.311.245

В.В. Шевченко, Л.Н. Омельченко, В.А. Назаров

Украинская инженерно-педагогическая академия, Харьков

ПОВЫШЕНИЕ МОЩНОСТИ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ БЕЗ ИЗМЕНЕНИЯ ИХ ГАБАРИТНЫХ РАЗМЕРОВ

На основании анализа существующих конструктивных решений и современных знаний об изоляционных материалах, новых электротехнических сталях и технологиях предложено повысить мощность существующих, подлежащих реконструкции гидрогенераторов без изменения их габаритных размеров.

Ключевые слова: гидрогенератор, возобновляемый источник энергии, электромагнитные нагрузки.

Введение

Постановка проблемы. Энергооборудование классических электростанций всех типов практически изношено. Экономическое состояние страны не позволяет провести его замену в должном объеме. Поэтому проведение капитальных ремонтов – практически единственный путь поддержания в рабочем состоянии турбинного и электрического оборудования. Стоит вопрос модернизации всех типов электростанций и возникает вопрос, чему надо уделять максимальное внимание. Если ТЭС и АЭС являются базовыми для энергетики Украины, то для получения маневренных мощностей, мощностей, способных быстро реагировать на изменения нагрузок в сети, необходимо совершенствовать, повышать мощность генераторов ГЭС и ГАЭС: их вклад в устойчивость энергосистемы значителен, и при модернизации, капитальных ремонтах следует учитывать возможности новых материалов, технологий.

Анализ литературы. Роль гидроэнергетики неоспорима, ей посвящены многие работы [1 – 4].

Материалы, представленные в статье, базируются на публикациях по нетрадиционной энергетике, к которой следует отнести и гидроэнергетику, на данных исследований, представленных в материалах конференций и в научных журналах.

Цель статьи. Определить возможные пути повышения единичной мощности гидрогенераторов (ГГ) действующих ГЭС при проведении работ по их реконструкции, модернизации и капитальном ремонте.

Исследования велись на примере ГГ типа ВГС-325/39-28 с учетом использования новых электротехнических материалов и технологий. Были определены возможные мероприятия по изменению отдельных узлов и деталей ГГ для увеличения мощности.

Основной материал

Производство электрической энергии и ее распределение осуществляется с помощью системы, включающей электростанции, воздушные ЛЭП, распределительные подстанции и сети, выходящие к потребителям электрической энергии. Каждая энергосистема охватывает определенную территорию.

Отдельные энергосистемы соединяются линиями электропередачи и образуют объединенные энергосистемы, охватывающие целые страны и даже группы стран. Такое объединение позволяет рационально использовать особенности электростанций различных типов, повышает их экономичность, облегчает создание резервов, т.е. повышает надежность энергоснабжения, выравнивает нагрузки.

Электроэнергия потребляется одновременно с ее производством, поэтому суммарная мощность электростанций в каждый момент времени должна в точности равняться суммарному потреблению. Потребность в электроэнергии непрерывно меняется во времени. Зимой она выше, чем летом, в будние дни – выше, чем в выходные. Но особенно резко меняются нагрузки в течение суток. Для графика нагрузок характерны ночной минимум нагрузок $N_{\text{мин}}$ и вечерний пик $N_{\text{макс}}$, существует понятие «среднесуточная мощность графика нагрузки» $N_{\text{ср}}$. Часть графика ниже значения $N_{\text{мин}}$ называется базисной, между значениями $N_{\text{мин}}$ и $N_{\text{ср}}$ – полупиковой, от $N_{\text{ср}}$ и $N_{\text{макс}}$ – пиковой.

Для надежной работы энергосистема должна располагать резервами мощности: ремонтным, аварийным и нагрузочным (частотным). Особый характер имеет нагрузочный резерв. Он вводится мгновенно в случае нарушения баланса мощности, например при аварийном отключении крупного энергоблока. Задержка ввода может привести к падению частоты тока в системе, перерастающему иногда в крупную аварию с развалом энергосистемы. ГЭС, а также ГАЭС особенно пригодны для использования в качестве такого резерва, повышая тем самым надежность энергосистемы и уменьшая резервные мощности на ТЭС.

Для покрытия пиковой части графика применяют пиковые ТЭС, имеющие пониженные параметры пара и сниженную мощность агрегатов (100 – 150 МВт), что требует значительного увеличения расхода топлива. Из ТЭС наиболее маневренны газотурбинные установки (ГТУ). Они запускаются за 15–30 мин. и удобны для работы по покрытию пиков графиков нагрузки. Недостатком ГТУ является высокий расход дефицитного нефтяного топлива или газа, а также низкий КПД (около 30%).

Маневренность АЭС невысока, они должны работать с очень незначительными изменениями нагрузки, возможности регулирования весьма условны. Гидроаккумулирующие и парогазовые электростанции, автономные источники энергии: дизельные электроустановки, солнце- и ветроустановки, - позволяют, в некоторых пределах, решать вопрос покрытия пиковых нагрузок. Однако использовать их мощности для удаленных и маломощных потребителей нерентабельно.

ГЭС имеют существенные преимущества перед ТЭС и АЭС. Для них проще система автоматизации, требуется меньше количества эксплуатационного персонала. Так, например, [1, 2], средние значения удельной численности персонала станций различного вида на 1 млн. кВт установленной мощности составляют: для ГЭС – 300 человек, для ТЭС – 1400, для АЭС – 1800 человек. Из приведенных данных следует, что численность персонала на ГЭС в 4 раза меньше чем на ТЭС, и в 6 раз меньше, чем на АЭС. Но это только на самой станции, а еще следует учитывать трудозатраты на добычу и транспорт топлива. В итоге требуемая удельная численность персонала на 1 млн. кВт для ТЭС (АЭС) в среднем составляет 2500 чел. [2].

При выборе типа электростанций для обеспечения маневренности в выработке электроэнергии при пиковых нагрузках и их провалах следует учитывать многие факторы. И основным в выборе ГЭС (или ГАЭС), на наш взгляд, является то, что использование ГЭС не приводит к истощению топливных ресурсов Земли. Кроме того, их энергия в 5 – 6 раз дешевле энергии АЭС и 8 – 10 раз дешевле энергии ТЭС. КПД ГЭС очень высокий, 80 – 90%. Уточним, мы предлагаем наиболее активно развивать не просто ГЭС, а мини-ГЭС, что позволит учесть маловодность рек и ручьев Украины.

Агрегаты ГЭС обладают очень высокой маневренностью, т.е. способны быстро изменять мощность в соответствии с изменением нагрузки без заметного ухудшения своих эксплуатационных показателей: работающий гидроагрегат может увеличить мощность практически мгновенно, а запуск остановленного гидроагрегата занимает всего 1 – 2 мин. Эти качества делают ГЭС незаменимыми для работы в пиковой части графика, что не только дает требуемую энергию и мощность, но и улучшает условия работы других станций, АЭС и ТЭС, выравнивая их нагрузки и снижая расход топлива.

В большинстве случаев ГЭС представляют собой сооружения комплексного назначения, т.е. кроме выработки электроэнергии решаются вопросы создания путей для водного транспорта, орошение сельскохозяйственных угодий, регулирование паводков и половодий, использование водохранилища ГЭС, как источника технического водоснабжения для рядом работающих ТЭС и АЭС. Конечно, мы не забываем о недостатках ГЭС и именно поэтому не ставим задачу повышения мощности за счет по-

стройки новых плотин и станций, а о максимальном использовании уже существующих.

Энергетическое оборудование для малой гидроэнергетики можно разделить:

- 1) по мощности;
- 2) по условиям эксплуатации;
- 3) по условиям работы: работа параллельно с промышленной сетью, работа на изолированного потребителя.

Гидростанции малой энергетики по характеру исполнения подразделяются на:

- 1) стационарные приплотинные, с совмещением плотины и здания ГЭС;
- 2) стационарные безплотинные с трубопроводом напорной деривации;
- 3) мобильные в контейнерном исполнении, с использованием для напорной деривации пластиковых труб или гибких армированных рукавов;
- 4) в водотоке порядка 3 м/с;
- 5) Для осуществления главной функции ГЭС – выработки электроэнергии и регулирования мощности в энергосистеме, – необходимы комплексы различного оборудования, от которого зависят эффективность и надежность эксплуатации станции.

Гидросиловое оборудование включает в себя гидротурбины и гидрогенераторы. Управление турбиной производится системой автоматического регулирования (САР), которая обеспечивает автоматическое поддержание заданной частоты вращения агрегата (частоты тока генератора) и предохраняет агрегат от выхода в разгон при неожиданных отключениях нагрузки, например, из-за коротких замыканий.

Исследованию подлежал гидрогенератор (ГГ) ВГС-325/39-28 УХЛ4, основные параметры которого приведены в табл. 1. Назовем новый (модернизированный) ГГ ВГС-325/39-28М-У3.

Таблица 1
Основные параметры трехфазных ГГ

№	Наименование параметра	Величина	
		Базовый	модернизированный
1	Мощность: полная, кВА активная, кВт	2760 2208	3100 2790
2	Напряжение номинальное, В	6300	10500
3	Номинальный коэффициент мощности, $\cos\varphi$	0,8	0,9
4	Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.	0,345	
5	Частота тока, Гц	f = 50 Гц	
6	Соединение обмоток	Y (звезда)	
7	Частота вращения, мин ⁻¹ : номинальная угонная	n _н = 214,3 n _{уг} = 550	
8	Исполнение генератора	Вертикальное, закрытое, замкнутая система вентиляции, косвенное воздушное охлаждение	

Умеренно-холодное климатическое исполнение категории размещения УХЛ 4 модернизируемых узлов гидрогенератора и системы возбуждения предлагаем заменить на категорию размещения «умеренное» – УЗ, так как в Украине больших морозов не наблюдается. Предложенное изменение климатического исполнения целесообразно с точки зрения уменьшения затрат на изготовление гидрогенератора. Окружающая среда не взрывоопасна, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, снижающих параметры ГГ в недопустимых пределах.

Надежность ГГ в условиях и режимах эксплуатации, должна характеризоваться показателями представленными в табл. 2.

Таблица 2
Показатели надежности гидрогенераторов

Наименование параметров	Модернизированный ГГ	
	Базовый ГГ	Модернизированный ГГ
Срок службы (без учета обмотки статора), лет	Не менее 40	
Срок службы обмотки статора, лет	Не менее 20	Не менее 30
Коэффициент готовности	Не менее 0,996	
Средняя наработка на отказ, час	Не менее 27000	Не менее 30000
Средний срок службы между капитальными ремонтами, лет	Не менее 7	Не менее 10

Состояние сердечника статора и элементов его крепления к корпусу, ресурс безотказной работы статора необмотанного определяются обследованием статора и испытаниями сердечника статора на потери и нагрев после демонтажа старой обмотки статора. Обмотка статора двухслойная стержневая с двумя эффективными проводниками в пазу.

Изоляция катушек и сердечников полюсов ротора должна быть терморезистивной, класса нагревостойкости «F» по ГОСТ 8865-93. Сопротивление изоляции обмотки ротора относительно корпуса не должно быть менее 0,5 МОм при расчетной рабочей температуре +115°C. Исполнение ГГ вертикальное подвесное с подпятником и верхним направляющим подшипником, размещенным в масляной ванне верхней крестовины, и нижним направляющим подшипником, размещенным в масляной ванне нижней крестовины.

Способ охлаждения гидрогенератора IC21 по ГОСТ 20459-87. Охлаждение обмотки статора и ротора воздушное – при разомкнутой системе вентиляции.

Циркуляция воздуха обеспечивается вентиляторами, установленными на ободе ротора. Холодный воздух нагнетается со стороны турбины, а через межполюсное пространство и воздушный зазор между ротором и статором попадает в вентиляционные каналы сердечника статора, а также в зоны лобовых частей обмотки статора. Через отверстия в корпусе (в зоне сердечника) горячий воздух посту-

пает в кольцевую зону между корпусом статора и фундаментом ГГ, а затем через каналы (воздуховоды) в фундаменте выходит за пределы здания ГЭС. Через люки верхнего перекрытия часть горячего воздуха может при необходимости подаваться для отопления в здание ГЭС.

Система смазки и охлаждения подпятника и подшипника замкнута внутри масляных ванн без внешней циркуляции. Марка масла ТП-30 согласно ГОСТ 9972-87 или ТСКп-30 ТУ38-101.195-82. Охлаждение масла производится маслоохладителями, встроенными в масляные ванны. Объем масла в масляных ваннах около 1,5 м³.

ГГ оборудован системой автоматического пневматического торможения сжатым воздухом давлением 0,7 МПа. Расход сжатого воздуха на одно торможение около 0,03 м³. Время торможения (при начале торможения с 30% номинальной частоты вращения) не более 40 с.

В конструкции ГГ должна быть предусмотрена изоляция подпятника и направляющих подшипников от протекания подшипниковых токов. Система возбуждения ГГ – статическая, тиристорная параллельного самовозбуждения.

Во время аварий в энергосистеме (к.з. в сети, отключение ЛЭП, выход из строя генерируемой мощности и т.п.) возможны кратковременные перегрузки ГГ. Длительность таких перегрузок ограничивается нагревом обмоток статора и ротора по условиям сохранения электрических и механических свойств изоляции, а в обмотках роторов, кроме того, и перепадом температуры меди обмотки и бочки ротора, при которой еще не возникает остаточных деформаций витков. Кратность форсировки по току по отношению к номинальному току возбуждения должна быть не менее 2,5 о.е. Максимальная длительность режима форсировки 50 с.

Обмотки статоров ГГ выполняют обычно двухслойными катушечными или стержневыми. В гидрогенераторах небольшой мощности и невысокого напряжения удается выполнить обмотку двухслойной стержневой. При более высоком напряжении и относительно небольшой мощности ГГ применяют катушечную двухслойную обмотку с числом витков в катушке, большим единицы. Выполнение стержневой обмотки (при одном витке в катушке) в этом случае затруднительно (или вовсе невозможно), так как требуется настолько большое число пазов статора и соответственно малое зубцовое деление, что в пазу невозможно разместить соответствующего сечения проводник и изоляцию.

При проведении работ было установлено, что основными проблемами восстановления и эксплуатации малых ГЭС является:

- 1) отсутствие или не полный комплект документов по строениям, сооружениям, оборудованию и водным ресурсам из-за физического уничтожения (полного или частичного) архивов;
- 2) практически все современные ГЭС укомплектованы устаревшим оборудованием;

3) в государственных и частных структурах отсутствуют средства на модернизацию и реконструкцию ГЭС.

Тем не менее, тенденция восстановления и увеличения гидравлических мощностей на базе оборудования, отработавшего свой срок эксплуатации, требуют преодоления перечисленных проблем, то есть проведения ревизий и капитальных ремонтов с одновременной заменой изношенных и морально устаревших узлов. При проведении подобных ремонтов с одновременным увеличением напряжения очень важно сохранить габариты машины, ее установочные и присоединительные размеры. Это позволит избежать дополнительных затрат на глобальную реконструкцию станции, сократит капитальные расходы.

Следует помнить, что даже после проведения работ по обновлению отдельных узлов и элементов ГГ срок его «жизни» не сможет быть равен предыдущему периоду эксплуатации, например, по механическим критериям. Спроектированный с новыми возможностями ГГ вобрал в себя все новые, современные достижения в электромашиностроении и сопутствующих отраслях:

1) для сердечников статора предлагается использовать холоднокатаные электротехнические стали, заменив ими горячекатаные, примененные в настоящем генераторе. Это позволит увеличить удельные нагрузки (магнитную индукцию, линейную нагрузку) с сохранением величины потерь в стали;

2) предложено использовать новые электроизоляционные материалы для обмоток статора и ротора. Например, применить для обмоток статора изоляцию типа «Монолит-2М» (г. Харьков, НПО «ХЭМЗ») или из сшитого полиэтилена, позволяющую повысить напряжение, уменьшить фазные токи и увеличить мощность, повысить коэффициент заполнения паза медью.

Необходимость использования новых марок стали определена тем, что, по сравнению горячекатаными сталями, применяемыми в старых машинах, сердечники статора, выполненные из холоднокатаных тонколистовых электротехнических сталей, обладают лучшими магнитными характеристиками.

Увеличение рабочего потока, индукции в магнитной цепи машины позволяет сократить длину активной стали и всей машины, т.е. сократить расход всех материалов: сталей, меди, изоляции, упрощается технология изготовления ГГ.

Главные размеры машин зависят в основном от расчетной мощности машины S_p и частоты вращения. Расчетная мощность

$$S_{p_{баз}} = k_E_{баз} S_{H_{баз}} = 1,06 \cdot 2760 = 2926 \text{ кВА};$$

$$S_{p_{проект}} = k_E_{проект} S_{H_{проект}} = 1,05 \cdot 3100 = 3255 \text{ кВА},$$

где $k_E = \sqrt{1 + x_{*σ} (2 \cdot \sin \phi_H + x_{*σ})}$ – коэффициент, зависящий от индуктивного сопротивления рассеяния обмотки статора x_σ и заданного коэффициента мощности.

При $\cos \phi_H = 0,9$ ($\sin \phi_H = 0,44$) и $x_{*σ} = 0,104$:

$$k_E_{баз} = \sqrt{1 + 0,104 \cdot (2 \cdot 0,6 + 0,104)} = 1,06;$$

$$k_E_{проект} = \sqrt{1 + 0,104 \cdot (2 \cdot 0,44 + 0,104)} = 1,05.$$

Линейная нагрузка для ГГ с косвенным воздушным охлаждением (по табл. 5.2 [3])

$$A_{баз} = 500 \cdot 10^2 \text{ А/м.}$$

Проанализировав отношение мощностей, номинальных токов и напряжений ГГ в настоящем учебном проекте значение линейной нагрузки для проектируемого ГГ принимаем на 13% ниже, чем у базового.

$$A_{проект} = 435 \cdot 10^2 \text{ А/м.}$$

Индукция в зазоре при номинальной нагрузке (по табл. 5.2 [3])

$$B_{\delta H_{баз}} = 0,725 \text{ Т}; B_{\delta H_{проект}} = 0,8 \text{ Т}.$$

При выборе размеров машины основное внимание уделяют использованию материалов, уровню нагрева обмоток, а также соотношениям между потерями и параметрами ГГ.

Степень использования активного объема ГГ может характеризоваться машинной постоянной, поскольку при постоянных электромагнитных нагрузках A и $B_{\delta H}$ она не изменяется:

$$C_A = 2 / (\pi \alpha_{\delta} k_{B_{\omega 1}} k_{\omega 1} A B_{\delta H}),$$

где $\alpha_{\delta} k_{B_{\omega 1}} \approx 0,729$ (по табл. 5.2 [3]) – для базового и проектного вариантов.

$$C_{A_{баз}} = 2 / (3,14 \cdot 0,729 \cdot 500 \cdot 10^2 \cdot 0,725) = 0,24 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 / \text{Дж};$$

$$C_{A_{проект}} = 2 / (3,14 \cdot 0,729 \cdot 435 \cdot 10^2 \cdot 0,8) = 0,251 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 / \text{Дж}.$$

Значение машинной постоянной для проектируемого ГГ получилось на 4,6% больше чем у базового, исходя из этого можно судить о том что проектируемая машина получится меньшего диаметра.

Приводными двигателями ГГ являются гидравлические турбины. Чтобы частота вращения ротора была постоянной (синхронной), каждому изменению противодействующего электромагнитного момента ГГ, связанного с изменением отдаваемой им в сеть электрической мощности, должно соответствовать одновременное изменение механического вращающего момента турбины. При нарушении этого равновесия частота вращения будет изменяться.

Момент инерции J вращающихся частей ГГ при выборе его размеров по условиям работы в номинальном режиме может оказаться недостаточным для обеспечения его динамической устойчивости и получения приемлемого значения повышения частоты вращения при полном сбросе номинальной нагрузки.

Под динамической устойчивостью синхронной машины понимается ее способность сохранять синхронный режим параллельной работы с сетью при больших и резких возмущениях режима ее работы (короткие замыкания в сети и пр.). Устойчивость работы при этих условиях зависит как от величины возмущения и его длительности, так и от параметров машины, величины ее предшествующей нагрузки и

прочих условий. В большинстве случаев при таких возмущениях возникают колебания или качания ротора с большой амплитудой. Нередко возникающий при таких возмущениях режим работы является неустойчивым и машина выпадает из синхронизма.

При выборе главных размеров назначаем их таким образом, чтобы момент инерции вращающихся частей был не менее требуемого по условиям динамической устойчивости и повышения скорости вращения при сбросе нагрузки.

Так как необходимый момент инерции в задании на проект не указан, его можно ориентировочно определить по рекомендуемым значениям постоянной инерции T_J :

$$J_p = T_J S_n / \Omega_n^2, \text{ кг} \cdot \text{м}^2,$$

где S_n – номинальная мощность, кВА (из табл. 1); $\Omega_n = 2\pi n_n$ – номинальная угловая скорость вращения, рад/с; $\Omega_n = 2 \cdot 3,14 \cdot (214,3 / 60) = 22,4$ рад/с; T_J – постоянная инерции

$$T_{J_{\text{баз}}} = 3,4 \text{ с}; \quad T_{J_{\text{проект}}} = 3,5 \text{ с};$$

$$J_{h_{\text{баз}}} = 3,14 \cdot 2760 \cdot 10^3 / 22,4^2 = 18,7 \cdot 10^3 \text{ кг} \cdot \text{м}^3;$$

$$J_{h_{\text{проект}}} = 3,14 \cdot 3100 \cdot 10^3 / 22,4^2 = 21,5 \cdot 10^3 \text{ кг} \cdot \text{м}^3.$$

Внутренний диаметр магнитопровода статора

$$D = 0,035 \sqrt{J_p \Omega_n / (\varphi_J k_E S_n C_A)},$$

где φ_J – коэффициент, зависящий от конструкции ротора и числа пар полюсов:

$$\varphi_J = 0,95 - 0,21 \sqrt{p / (k_2 \pi) - 2},$$

где $k_2 \approx 1,75$;

$$\varphi_J = 0,95 - 0,21 \sqrt{14 / (1,75 \cdot 3,14) - 2} = 0,53;$$

$$D_{1BH_{\text{баз}}} =$$

$$= 0,035 \sqrt{18,7 \cdot 10^3 \cdot 22,4 / (0,53 \cdot 1,06 \cdot 2760 \cdot 10^3 \cdot 0,24 \cdot 10^{-4})} = 3,7 \text{ м};$$

$$D_{1BH_{\text{проект}}} =$$

$$= 0,035 \sqrt{21,5 \cdot 10^3 \cdot 22,4 / (0,53 \cdot 1,05 \cdot 3100 \cdot 10^3 \cdot 0,251 \cdot 10^{-4})} = 3,6 \text{ м}.$$

По полученным данным видно, что при заданном увеличении мощности ГГ на 12,3% (с 2760 кВА до 3100 кВА) внутренний диаметр магнитопровода статора получается меньше на 2,7%. Исходя из этого, можно сделать вывод, что для изготовления такого ГГ будет расходоваться меньшее количество электротехнической стали.

При выбранном диаметре D_{1BH} угонная окружная скорость на наружной поверхности ротора $v_{уг}$ не должна превышать предельных значений $v_{\text{макс}}$, при которых механические напряжения в ободке и хвостах полюсов находятся в допустимых пределах:

$$v_{уг} = \pi D_{1BH} n_{уг}, \text{ м/с};$$

$$v_{уг_{\text{баз}}} = 3,14 \cdot 3,7 \cdot 550 / 60 = 106,6 \text{ м/с};$$

$$v_{уг_{\text{проект}}} = 3,14 \cdot 3,6 \cdot 550 / 60 = 103,7 \text{ м/с}.$$

В дальнейших расчетах принимаем обод ротора, набранным из сегментов из легированной стали, для которого $v_{\text{макс}}$ соответствует 145 м/с, тогда $v_{уг} < v_{\text{макс}}$, что отвечает предъявляемым требованиям.

Длина магнитопровода генератора при окончательно выбранном диаметре D_{1BH} :

$$l_1 = C_A S_n k_E / (\Omega_n D^2), \text{ м};$$

$$l_{1_{\text{баз}}} = 0,24 \cdot 10^{-4} \cdot 2760 \cdot 10^3 \cdot 1,06 / (22,4 \cdot 3,7^2) = 0,23 \text{ м};$$

$$l_{1_{\text{проект}}} = 0,251 \cdot 10^{-4} \cdot 3100 \cdot 10^3 \times$$

$$\times 1,05 / (22,4 \cdot 3,6^2) = 0,24 \text{ м}.$$

Приведем сравнительную таблицу (табл. 2) основных размеров базового и проектируемого ГГ.

Таблица 3
Основные размеры ГГ до и после модернизации

Наименование величины	Значение величины для ГГ	
	базового	проектируемого
ЭДС, индуцированная в фазе обмотки статора магнитным потоком взаимной индукции при номинальной нагрузке $E_{\text{гн}}$, В	3855	6365
Расчетная мощность S_p , кВА	2926	3255
Линейная нагрузка (предварительно) A , А/м	$500 \cdot 10^2$	$435 \cdot 10^2$
Индукция в зазоре при номинальной нагрузке B , Т	0,725	0,8
Машинная постоянная C_A , м ³ /Дж (* 10^{-4})	0,24	0,251
Внутренний диаметр магнитопровода статора D , м	3,7	3,6
Полюсное деление τ , м	0,42	0,4
Длина магнитопровода ГГ при окончательно выбранном диаметре, l , м	0,23	0,24

Обмоточный коэффициент статора:

– базового гидрогенератора:

$$k_{\omega 1} = k_p k_y = \frac{\sin(\pi/6)}{(bd+c) \sin\{\pi/[6(bd+c)]\}} \sin \frac{y\pi}{2\tau};$$

$$k_{\omega 1} = \frac{\sin(\pi/6)}{(2 \cdot 7 + 5) \sin\{\pi/[6(2 \cdot 7 + 5)]\}} \sin \frac{7\pi}{2 \cdot 8,14} = 0,955 \cdot 0,976 = 0,932;$$

– проектируемого гидрогенератора:

$$k_{\omega 1} = k_p k_y = \frac{\sin(\pi/6)}{q_1 \sin[\pi/(6q_1)]} \sin \frac{y\pi}{2\tau};$$

$$k_{\omega 1} = \frac{\sin(\pi/6)}{2 \sin[\pi/(6 \cdot 2)]} \sin \frac{5\pi}{2 \cdot 6} = 0,966 \cdot 0,966 = 0,933.$$

Индукция в воздушном зазоре при номинальной нагрузке (во втором приближении):

$$B_{\delta H} = k_E U_n / (4\alpha_{\delta} k_B k_{\omega 1} f t l_1 \omega_1);$$

$$B_{\delta_{\text{баз}}} = \frac{1,06 \cdot 3637}{4 \cdot 0,729 \cdot 50 \cdot 0,42 \cdot 0,23 \cdot 380} = 0,72 \text{ Тл};$$

$$B_{\delta_{\text{проект}}} = \frac{1,05 \cdot 6062}{4 \cdot 0,729 \cdot 50 \cdot 0,4 \cdot 0,28 \cdot 467} = 0,835 \text{ Тл}.$$

Линейная нагрузка (окончательно):

$$A = \frac{6 \omega_1 I_{\text{н}}}{\pi D}; \quad A_{\text{баз}} = \frac{6 \cdot 380 \cdot 253}{3,14 \cdot 3,7} = 496 \cdot 10^2 \text{ А/м};$$

$$A_{\text{проект}} = \frac{6 \cdot 467 \cdot 170}{3,14 \cdot 3,6} = 421 \cdot 10^2 \text{ А/м}.$$

Для проектируемого ГГ, как это было в базовом, сохраним стержневую двухслойную обмотку (рис. 1) с транспозицией: элементарные проводники в пазовой части переплетаются (транспонируются) между собой во избежание циркуляционных токов внутри стержня (рис 1). При осуществлении транспозиции число проводников в эффективном проводе s , четное, по ширине паза располагается два проводника ($n_s = 2$), а по высоте паза предусматривают добавочное место, равное толщине изолированного элементарного проводника. Два вертикальных ряда элементарных проводников отделяют прокладкой.

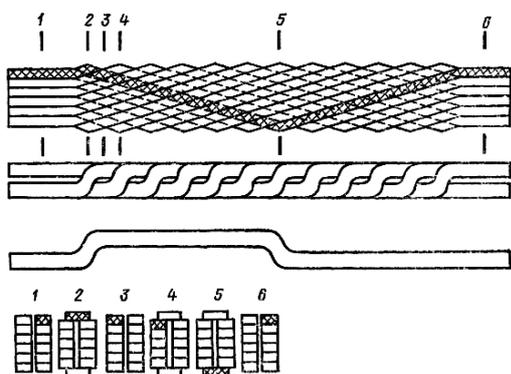


Рис. 1. Стержень с транспозицией элементарных проводников

Для машин с косвенным охлаждением окончательные размеры паза устанавливают после проверки среднего перепада температуры в изоляции паза

$$\theta_{\text{н}} = \frac{\rho_1 A t_{z1} \Delta_1 \delta_{\text{н}} k_{\text{г}}}{2(h_{\text{п}} - h_{\text{кл}})\lambda} \leq 30^\circ \text{ C},$$

где $\delta_{\text{н}}$ – односторонняя толщина пазовой изоляции, м; λ – теплопроводность изоляции, Вт/(м·°C) (согласно табл. 6.4 [3])

$$\lambda_{\text{баз}} = 0,18; \quad \lambda_{\text{проект}} = 0,16;$$

ρ_1 – удельное электрическое сопротивление обмотки, Ом·м

$$\rho_1 = 0,0234 \cdot 10^{-6} \text{ Ом·м};$$

$k_{\text{г}} \approx 1,2$ – коэффициент увеличения потерь в обмотке из-за явления “скин-эффекта”;

$$\theta_{\text{н баз}} = \frac{0,0234 \cdot 10^{-6} \cdot 496 \cdot 10^2 \cdot 0,051 \cdot 3,16 \cdot 10^6 \cdot 0,325 \cdot 10^{-2} \cdot 1,2}{2(8,8-1) \cdot 10^{-2} \cdot 0,18} = 26^\circ \leq 30^\circ \text{ C};$$

$$\theta_{\text{н проект}} =$$

$$= \frac{0,0234 \cdot 10^{-6} \cdot 421 \cdot 10^2 \cdot 0,067 \cdot 3,42 \cdot 10^6 \cdot 0,27 \cdot 10^{-2} \cdot 1,2}{2(8,7-1,2) \cdot 10^{-2} \cdot 0,16} = 30^\circ \text{ C}.$$

Магнитный поток при номинальной нагрузке

$$\Phi_{\text{н}} = \frac{k_{\text{E}} U_{\text{н}}}{4k_{\text{B}} k_{\omega 1} f \omega_1}, \text{ Вб},$$

где $k_{\text{B}} \approx 1,11$ – в первом приближении (с учетом насыщения и влияния зубчатости статора);

$$\Phi_{\text{н баз}} = \frac{1,06 \cdot 3637}{4 \cdot 1,11 \cdot 0,932 \cdot 50 \cdot 380} = 0,049 \text{ Вб};$$

$$\Phi_{\text{н проект}} = \frac{1,05 \cdot 6062}{4 \cdot 1,11 \cdot 0,933 \cdot 50 \cdot 467} = 0,066 \text{ Вб}.$$

Дальнейшие результаты расчетов показали, что наружный диаметр статора не изменился и равен $D_{\text{абаз}} = D_{\text{апроект}} = 4,06 \text{ м}$, [4].

Проведенные технико-экономические расчеты подтвердили экономическую целесообразность внедрения предлагаемых решений по реконструкции. Результаты приведены в табл. 4.

Таблица 4

Основные технико-экономические показатели (ТЭП) ГГ

Основные ТЭП	Величины основных ТЭП	
	базовый	проект.
Мощность ГГ (установленная), МВт	2,208	2,790
Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	6,624	8,37
Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды, %	0,008	
Электроэнергия, потребляемая на собственные нужды, млн. кВт·ч	0,053	0,067
Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	6,571	8,303
Выручка за реализацию электроэнергии, тыс. грн	197,13	249,09

Согласно программы развития гидроэнергетики до 2030 г., [1, 2], мощность гидроэнергетических установок Украины должна увеличиться от 4789 МВт в настоящее время, в 2008 г., до 10460 МВт. В общей картине проектной выработки электроэнергии это составит 15 – 19% от общей вырабатываемой мощности ОЭС Украины. Это не только обеспечит необходимый вклад в общую картину производства электроэнергии, но и обеспечит необходимое регулирование и покрытие пиковых нагрузок.

Таким образом, поставленная задача с учетом современных материалов и технологий может быть решена. Следует использовать такие качества гидроэнергетики, как отсутствие необходимости в топливе, маневренность, возобновляемость, меньшее, чем другие способы получения электроэнергии, влияние на экологию.

Выводы

1. Мощность ГЭС напрямую зависит от напора воды, а также от КПД используемого ГГ. Уровень воды постоянно меняется, в зависимости от сезона, а также еще по ряду причин, в качестве выражения мощности гидроэлектрической станции принять брать цикличную мощность: различают годичный, месячный, недельный или суточный циклы работы гидроэлектростанции.

2. Ценность гидроэлектрической станции состоит в том, что для производства электрической энергии, они используют возобновляемые природные ресурсы. Ввиду того, что потребности в дополнительном топливе для ГЭС нет, конечная стоимость получаемой электроэнергии значительно ниже, чем при использовании других видов электростанций.

3. Максимальное значение напряжений современных гидрогенераторов не превосходят 16 кВ. Поэтому после каждого гидрогенератора устанавливают повышающие трансформаторы и только затем идет передача электроэнергии на большие расстояния.

Существует задача: создать ГГ на высокое напряжение, чтобы полученную в ГГ электроэнергию можно было бы передавать в сеть, не используя трансформацию. Работы в этом направлении велись давно, однако практических, промышленных результатов пока еще не получено. Развитию этого направления способствует получение электроизоляционных материалов нового поколения, которые планируется использовать в электрооборудовании с высшим напряжением 110 кВ и более.

4. Как и любой другой способ производства энергии, применение малых ГЭС имеет как преимущества, так и недостатки.

Среди экономических, экологических и социальных преимуществ объектов малой гидроэнергетики можно назвать следующие: их создание повышает энергетическую безопасность региона, обеспечивает независимость от поставщиков топлива, находящихся в других регионах, экономит дефицитное органическое топливо. Сооружение подобного энергетического объекта не требует крупных капиталовложений, большого количества энергоемких строительных материалов и значительных трудозатрат, относительно быстро окупается. Кроме того, есть возможности для снижения себестоимости возведения за счет унификации и сертификации оборудования.

5. Рассмотрен вопрос повышения мощности и напряжения ГГ за счет применения современного типа изоляции с использованием новых технологий или из сшитого полиэтилена. Предпосылками к рассмотрению этой проблемы послужила выработка ресурса значительной части изоляции обмоток, проработавших 40 и более лет, имеющих высокие показатели удельной повреждаемости.

6. Применяемые материалы и современные технологии изготовления изоляции из сшитого полиэтилена позволяют свести к минимуму или исключить процесс образования неоднородностей в изоляции в течение длительного срока службы и прогнозировать работоспособность в течение 30 лет и более.

7. В работе ставились следующие задачи модернизации ГГ: увеличение срока службы изоляции обмотки статора; повышение мощности; повышение номинального напряжения; сохранение габаритных размеров генератора для возможности установки модернизированного ГГ на место базового.

8. При проведении модернизации ГГ за счет использования новых материалов происходит повышение активной мощности на 26% и номинального напряжения статора с 6300 В до 10500 В. Результатом предлагаемой модернизации является:

- увеличение количества выработанной электроэнергии за одинаковый период времени;
- снижение материалов на токоведущие части.

Список литературы

1. Поташик С.І. Гідроенергетика в енергетичній стратегії України до 2030 року // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 12. – С. 16-17.
2. Шевченко В.В. Проблемы и основные направления развития электроэнергетики в Украине // Енергетика та електрифікація. – 2007. – № 7(287). – С. 11-16
3. Фомин Б.П., Циханович Б.Г., Виро Г.М. Технология крупного электромашиностроения. – Л.: Энергоатомиздат, 1981. – 340 с.
4. Кузьмин В.В., Тимоценков В.Г. Проблемы электропривода и преобразовательной техники в свете тенденций развития энергетики в 21 веке // Сб. НПО «Электротяжмаш». – Х. – 2004. – С. 37-41.
5. Никитович А.В. Анализ состояния малых ГЭС Украины // Енергетика и електрифікація. – 2005. – № 5. – С. 47-51.

Поступила в редколлегию 23.07.2008

Рецензент: д-р техн. наук, проф. В.П. Соляник, Украинская инженерно-педагогическая академия, Харьков.

ПІДВИЩЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ ПРИ МОДЕРНІЗАЦІЇ БЕЗ ЗМІНИ ЇХ ГАБАРИТНИХ РОЗМІРІВ

В.В. Шевченко, Л.М. Омельченко, В.О. Назаров

На підставі аналізу існуючих конструктивних рішень і сучасних знань про ізоляційні матеріали, нові електротехнічні сталі і технології запропоновано шляхи підвищення потужності існуючих, підлягаючих реконструкції гідроенергетичних генераторів без зміни їх габаритних розмірів.

Ключові слова: гідроенергетичний генератор, поновлюване джерело енергії, електромагнітне навантаження.

INCREASE OF POWER OF GENERATOR WITH AN AQUATIC TURBINE DURING MODERNIZATION WITHOUT THE CHANGE OF THEIR OVERALL SIZES

V.V. Shevchenko, L.N. Omelchenko, V.A. Nazarov

On the basis of analysis of existent structural decisions and modern knowledges about isolating materials, about the new electrical engineering steels and technologies is offered to promote power of existent, subject to the reconstruction generators with aquatic turbines without the change of their overall sizes.

Keywords: hydraulic turbine generator, renewable energy source, electromagnetic loadings.