

УДК 621.22

DOI: 10.24160/1993-6982-2022-5-47-55

## Актуальные проблемы эксплуатации турбинного и насосного оборудования гидроаккумулирующих электростанций

Р.М. Габидулин, В.А. Хохлов, Н.А. Ярда

Рассмотрены вопросы эффективности эксплуатации гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и определяющие ее факторы. Выполнен анализ особенностей работы турбинного и насосного оборудования гидроаккумулирующих электростанций, а также используемых на российских энергообъектах подходов к диагностике их состояния, соответствующей нормативно-технической базе. Выделены актуальные вопросы диагностики состояния оборудования гидроаккумулирующих электростанций с учетом российского и мирового опытов эксплуатации и проектирования, требующие проведения исследований в части доработки существующих на российских энергообъектах подходов к диагностированию технического состояния турбинного и насосного оборудования и соответствующей нормативно-технической базы. Приведены особенности и неисправности в эксплуатации насосного и турбинного оборудования, а также связанные с этим особенности и неисправности генераторного (двигательного) оборудования, встречающиеся на гидроаккумулирующих электростанциях России и мира, выделены наиболее часто встречающиеся и проанализированы их причины.

По мнению авторов данные особенности должны быть учтены при расчете индекса технического состояния турбинного и насосного оборудования ГАЭС. Для повышения эффективности эксплуатации турбинного и насосного оборудования ГАЭС следует проводить выбор состава включенного генерирующего и насосного оборудования станции с учетом влияния режимной карты включенного оборудования и его технического состояния на суммарную выработку/потребление электрической энергии, а также более регламентировано проводить мероприятия по диагностике и техническому обслуживанию оборудования.

*Ключевые слова:* ГАЭС, турбина, насос, генератор, двигатель, узел, гидроаккумулирующая электростанция, индекс технического состояния.

*Для цитирования:* Габидулин Р.М., Хохлов В.А., Ярда Н.А. Актуальные проблемы эксплуатации турбинного и насосного оборудования гидроаккумулирующих электростанций // Вестник МЭИ. 2022. № 5. С. 47—55. DOI: 10.24160/1993-6982-2022-5-47-55.

## Actual Problems of Operation of Turbine and Pumping Equipment of Pumped Storage Power Plants

R.M. Gabidulin, V.A. Khokhlov, N.A. Yarda

The article discusses matters concerned with the performance efficiency of pumped storage power plants (PSPP) and its governing factors. The specific features pertinent to the operation of PSPP turbine and pumping equipment are analyzed along with the approaches used at Russian power facilities to diagnose their state in line with the applicable regulatory and technical framework. Pressing matters concerned with diagnosing the state of PSPP equipment are identified with taking into account the experience gained from their operation and designing in Russia and around the world. The identified matters generate the need to carry out studies aimed at finalizing the approaches to diagnosing the technical state of turbine and pumping equipment, and perfecting the relevant regulatory and technical framework. Features and malfunctions pertinent to the operation of pumping and turbine equipment along with the related features and malfunctions of generator (motor) equipment that are encountered at PSPPs in Russia and around the world are pointed out; the most frequent of which are identified, and their causes are analyzed. In our opinion, these features should be selected taking into account in calculating the technical condition index of the PSPP turbine and pumping equipment. To achieve more efficient operation of the PSPP turbine and pumping equipment, the composition of the plant's operating generating and pumping equipment should be selected with taking into account the effect the operation chart of the connected equipment and its technical state have on the total generation/consumption of electricity; in addition, measures for diagnostics and maintenance of PSPP equipment should be taken in a more regulated manner.

*Key words:* PSPP, turbine, pump, generator, motor, unit, pumped storage power plant, technical condition index.

*For citation:* Gabidulin R.M., Khokhlov V.A., Yarda N.A. Actual Problems of Operation of Turbine and Pumping Equipment of Pumped Storage Power Plants. Bulletin of MPEI. 2022;5:47—55. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2022-5-47-55.

### Введение

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) — наиболее передовая технология накопления электрической энергии в масштабах крупных электроэнергетических систем, на них приходится более 94% установленной емкости аккумуляторов [1]. ГАЭС возводятся по всему миру с начала XX в. К 2030 г. суммарная установленная мощность ГАЭС будет составлять

порядка 240 ГВт [1]. В настоящее время существует ряд актуальных проектов (планируемых к реализации и находящихся в стадии строительства), а также проведены исследования по оценке потенциала технологии во множестве стран на всех континентах. Как правило, результаты исследований показывают существенный потенциал территорий в части условий размещения ГАЭС. В Китае возводится ряд типовых ГАЭС с КПД

всего цикла эксплуатации, равным 0,75, суммарным сроком строительства около семи лет и мощностью, превышающей гигаватт. В России многие проекты прошли стадию разработки, но строительство так и не было начато в связи с политической и экономической ситуациями на территории бывшего СССР (смена форм собственности объектов энергетики, глубокий спад в экономике) [2, с. 314 — 336].

Наиболее эффективное использование имеющихся ресурсов (обеспечение максимально возможного КПД основного оборудования) — ключевой принцип эксплуатации гидротурбинных установок [3]. Опубликованы исследования, посвященные вопросу выбора оптимальных режимов эксплуатации оборудования гидравлических станций, в том числе ГАЭС: при работе в энергосистемах на рынке электроэнергии и мощности параллельно с ветрогенераторами [4 — 6], фотоэлектрическими установками [5, 7 — 14], в системах водообеспечения населенных пунктов [14] и отдельных автономных хозяйств [8, 11], в гибридных энергосистемах и энергокомплексах, в состав которых входят энергоустановки на базе ВИЭ [5 — 7, 10, 13], также затронуты вопросы внутренней оптимизации энергетических режимов работы ГАЭС [15] и входящих в их состав гидротехнических сооружений [16].

Цель настоящей работы — анализ актуальных вопросов эксплуатации турбинного и насосного оборудования ГАЭС.

Обычно КПД ГАЭС, определяемый как отношение энергии, выработанной в генераторном режиме, к потребленной в режиме насоса, составляет 0,7...0,8. Помимо конструктивных особенностей, значимую роль в этом играют и режимные особенности энергообъекта. Так, хорватская ГАЭС смешанного типа Velebit имеет КПД около 0,33. Столь низкое значение обусловлено тем, что режим ее работы определяется функционированием в водохозяйственной системе в целях обводнения отдельных регионов. Если сравнивать рассматриваемую ГАЭС с другими, все агрегаты которых имеют одинаковую единичную турбинную мощность, соизмеримую с турбинной мощностью насос-турбин Velebit (138 МВт), видно, что энергетический режим ГАЭС Velebit, с точки зрения использования установленной мощности, в среднем соответствует этому показателю у других ГАЭС (в том числе проектных), но различие в КПД отражается в эффективности исполь-

зования водных ресурсов — среднегодовая выработка с единицы полезного объема верхнего бассейна ГАЭС Velebit считается сравнительно низкой (рисунок). КПД цикла остальных ГАЭС, представленных на рисунке, составляет от 72 до 78%. В основном приведены ГАЭС чистого типа и суточного цикла.

Таким образом, основной вопрос эксплуатации турбинного и насосного оборудования ГАЭС — эффективное использование водных ресурсов, т. е. чем больше разница между объемом воды, перекачиваемым в насосном режиме к используемому для энергогенерации, тем меньше показатель КПД. Для повышения КПД ГАЭС следует комплексно рассматривать режимы эксплуатации основного оборудования (турбинный, насосный, режим синхронного компенсатора). Учет технического состояния оборудования<sup>1</sup> станции в процессе эксплуатации способствует, помимо снижения энергетических потерь, правильному формированию режима в течение всего жизненного цикла ГАЭС.

К основному технологическому оборудованию объектов электроэнергетики, в отношении которого проводится оценка технического состояния, относят гидротурбины установленной мощностью 5 МВт и более и гидрогенераторы номинальной мощностью 5 МВт и более. Согласно требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [3], оценку технического состояния основного технологического оборудования следует проводить при формировании и актуализации перспективных (многолетних) графиков ремонта, годовой ремонтной программы, комплекса мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции, а также после технического воздействия, приведшего к изменению технического состояния, но не реже одного раза в год.

Техническое состояние определяется в процессах входного контроля оборудования (до, в ходе и после монтажа, до, в ходе и после технического воздействия), при испытаниях (пусковых, режимно-наладочных после монтажа, технического воздействия, предремонтных (до останова для технического воздействия) и режимно-эксплуатационных в процессе эксплуатации), в ходе мониторинга<sup>2</sup> и технической диагностики<sup>3</sup> в процессе эксплуатации (в результате постоянного контроля состояния<sup>4,5</sup> основного технологического оборудования и технологических систем (данные обходов и

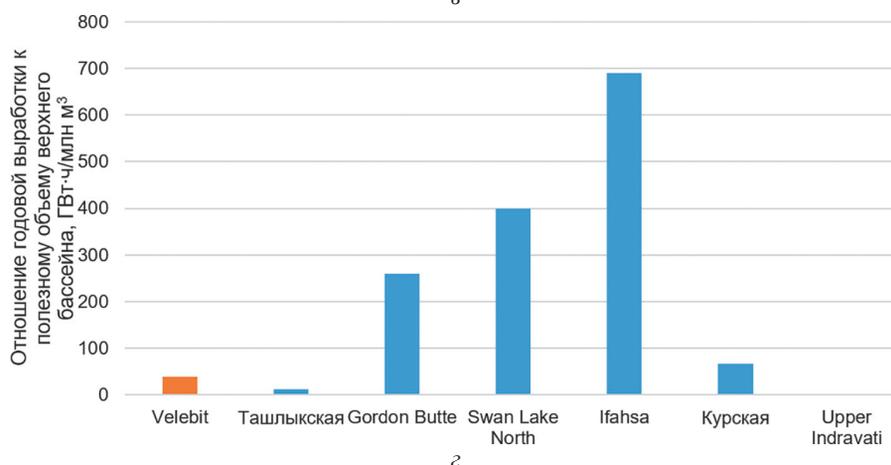
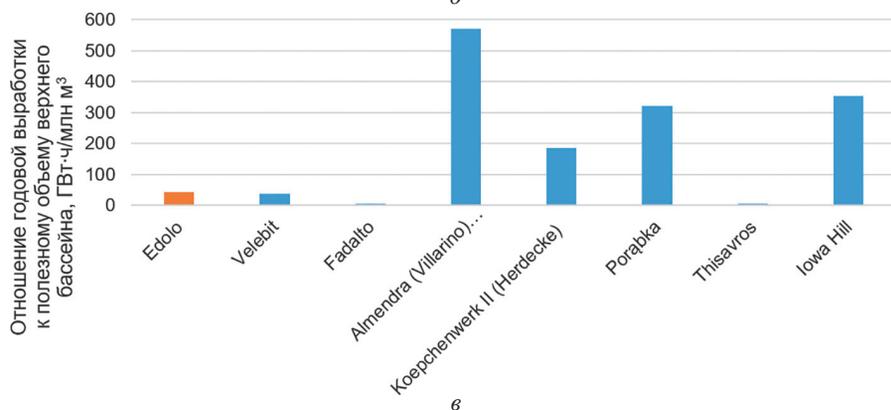
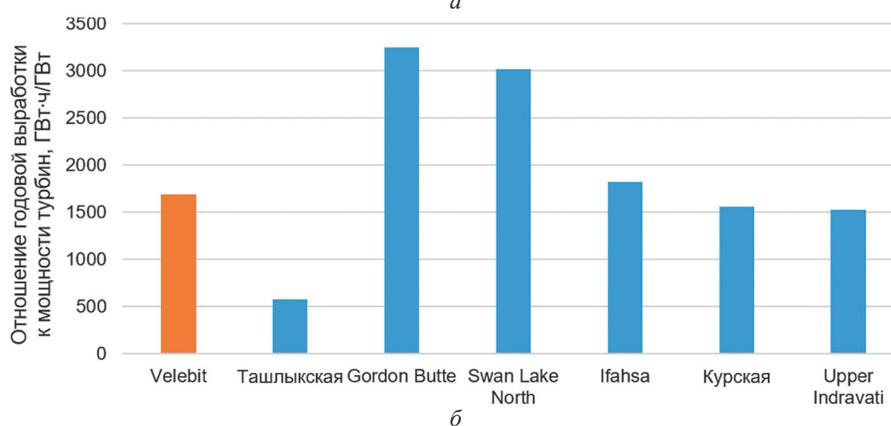
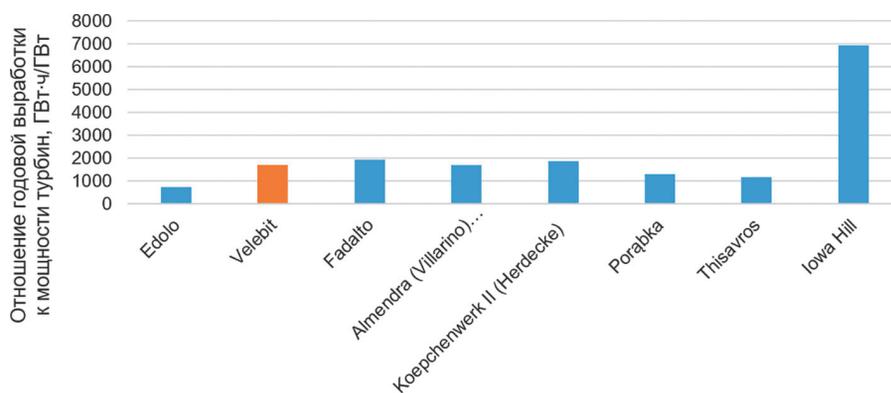
<sup>1</sup>Под техническим состоянием понимается совокупность подверженных изменению в процессе эксплуатации свойств объекта, характеризующая в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект [17].

<sup>2</sup>Мониторинг технического состояния — набор проводимых регулярно наблюдений и контроля технологических параметров технического состояния оборудования, находящегося в эксплуатации [19].

<sup>3</sup>Техническая диагностика (диагностика) — область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов [20].

<sup>4</sup>Контроль (технического) состояния — сбор и обработка данных, характеризующих техническое состояние оборудования в разные моменты времени [19].

<sup>5</sup>Технический контроль состояния оборудования — система организационных и инженерно-технических мер, осуществляемых с целью получения прямых и/или косвенных данных об изменениях свойств оборудования (его элементов, конструктивных узлов) в процессе эксплуатации [17].



Сравнение различных ГАЭС с точки зрения эффективности энергетического и водного режимов эксплуатации:

*a, б* — среднегодовые выработки электроэнергии, отнесенные к установленной турбинной мощности ГАЭС (действующих и проектных); *в, г* — среднегодовые выработки электроэнергии, отнесенные к полезному объему верхнего бассейна ГАЭС (действующих и проектных)

осмотров оборудования, журнал дефектов<sup>6</sup>, суточные ведомости), по результатам проведения технических освидетельствований оборудования<sup>7</sup>, а также зафиксированных автоматизированными системами управления технологическим процессом) [18].

На ГЭС и ГАЭС России техническое состояние основного энергетического оборудования оценивают на основе сравнения энергетических характеристик оборудования с полученными от завода-изготовителя и соответствующими критериями, а также по данным осмотров, освидетельствований, технических обследований (испытаний), контрольных измерений и по косвенным признакам (биению вала, уровню вибрации, наличию и объему протечек масла, температуре масла и сегментов подпятника) [17]. Исходя из этих данных, принимается решение о дальнейшей эксплуатации оборудования (нормальной работе, работе с установленными ограничениями, выводе в ремонт, замене оборудования). В последнее время для этого служит индексный метод, позволяющий установить численную оценку технического состояния оборудования с помощью индексов технического состояния<sup>8</sup>.

Опыт эксплуатации радиально-осевых гидротурбин показал, что кривая деградации состояния крепежных деталей крышки турбины имеет более резко убывающий характер по сравнению с пово-

ротно-лопастными (табл. 1). Так, крепежные детали крышки радиально-осевой турбины при отсутствии технического обслуживания (согласно теоретическим прогнозным кривым деградации узлов) уже спустя порядка 40 лет эксплуатации имеют индекс технического состояния, близкий к нулю, а поворотной-лопастной — к 70-и годам эксплуатации (критический уровень, соответствующий ИТС — 25%, у радиально-осевых турбин наступает спустя 25...30 лет, у поворотной-лопастных через 40...45 лет). Авторы полагают, что указанные отличия обусловлены наличием зоны неустойчивой работы радиально-осевых машин (30...70 % номинальной нагрузки).

Характерным дефектом для РО гидротурбин, помимо усталостных трещин лопастей, являются усталостные трещины рабочего колеса. В целом повреждения лопастей рабочего колеса для радиально-осевых гидротурбин считают более существенным фактором, чем для поворотной-лопастных (при расчете ИТС использован весовой коэффициент 0,25 против 0,15).

Приведенная особенность наиболее ярко выражена у ГАЭС, агрегаты которой в большинстве проектов являются обратимыми и подвергаются многократным переводам между отдельными режимами эксплуатации (турбина, насос, синхронный компенсатор, останов)

Таблица 1

### Сравнение кривых деградации технического состояния ПЛ и РО турбин

| Узел  | Характер убывания кривой деградации технического состояния   |   | ИТС                           |                               |  |  |
|---|--|---|-------------------------------|-------------------------------|--|--|
|   |  |   | 25%                           |                               | 0%   |  |
|   | ПЛ   | РО  | ПЛ                            | РО                            | ПЛ   | РО   |
| Проточная часть* (камера рабочего колеса, штрабной бетон) | Резкий с последующим выравниванием   | Плавный   | 50                            | Достигает ИТС в 55% за 60 лет | Медленное убывание через 50 лет эксплуатации | Достигает ИТС в 55% за 60 лет                |
| Зазор «камера – лопасть»                                  | Линейный   | Резкий (в период эксплуатации 15...45 лет)                | Достигает ИТС в 50% за 60 лет | 50                            | Достигает ИТС в 50% за 60 лет                | Медленное убывание через 50 лет эксплуатации |
| Циклы работы насосов МНУ                                  | Плавный (в период эксплуатации 0...20 лет), резкий (в период эксплуатации 20...45 лет), далее — медленное убывание | Резкий (в период эксплуатации 0...5 лет), далее — плавный | 35...40                       | 40...45                       | 55   | 70   |

\*Ресурсоопределяющий узел. Параметры: наличие дефектов проточной части — усталостных трещин, механических повреждений, искажение формы крышки рабочего колеса, кавитационная эрозия, наличие повреждений отъемного сегмента.

<sup>6</sup>Дефект — каждое отдельное несоответствие продукции, несоответствие значения любого параметра или характеристики состояния изделия установленным требованиям [17].

<sup>7</sup>Техническое освидетельствование оборудования — контроль технического состояния оборудования, осуществляемый комиссией, возглавляемой техническим руководителем ГЭС, с периодичностью, установленной нормативными документами [17].

<sup>8</sup>Индекс технического состояния — единица измерения оценки технического состояния оборудования. Оценка технического состояния оборудования — результат выполнения алгоритма оценки технического состояния, числовая величина, характеризующая единицу оборудования по соответствию технических параметров оборудования нормативным значениям [21].

Таблица 2

## Режимные показатели работы ГАЭС

| Название ГАЭС                                 | Тип механического оборудования       | Продолжительность работы в режиме, ч/сут |            |               | Количество пусков оборудования  |
|---|--------------------------------------|--|------------|---------------|---|
|   |                                      | Т  | Н          | СК            |   |
| Владимирская (Россия, проект)                 | ОРО                                  | 6  | 8          | —             | —   |
| Волоколамская (Россия, проект)                |                                      | 4  | 7          | —             | —   |
| Загорская (Россия)                            |                                      | —  | —          | —             | до 30 раз/сут. (Т — 170 раз/мес., Н — 140 раз/мес., СК — 27 раз/мес.) |
| Кармановская (Россия, проект)                 |                                      | 4  | 5          | —             | —   |
| Курская (Россия, проект)                      |                                      | 4,5                                      | 7          | —             | —   |
| Лабинская (Россия, проект)                    |                                      | 6  | 8          | —             | —   |
| Ленинградская (Россия, проект)                |                                      | 5,6                                      | 7          | —             | —   |
| Ростовская (Россия, проект)                   |                                      | 6  | 8          | —             | —   |
| Средневожская 2 (Козловская) (Россия, проект) |                                      | 5  | 6          | —             | —   |
| Уральская (Россия, проект)                    |                                      | 6  | 8          | —             | —   |
| Центральная (Россия, проект)                  |                                      | 6  | 7          | —             | —   |
| Abdelmoumen (Марокко, проект)                 |                                      | —  | —          | —             | до 20 раз/сут.  |
| Сарлјина (Босния и Герцеговина)               |                                      | 12...14 (зима)                           |            |               |   |
|   | 5...6 (лето)                         | 6 (лето)                                 | —          | Н — 125 раз/г |   |
| Gandikota 2 (Индия, проект)                   | —                                    | 6  | —          | —             |   |
| Goldendale (США, проект)                      | ОРО (с переменной частотой вращения) | 8  | 10         | —             | —   |
| Tai'an (Китай)                                | ОРО                                  | —  | —          | —             | Т — 1878 раз/г; Н — 1384 раз/г  |
| Vianden (Люксембург)                          | ОРО; РО                              | 7,5...9,25                               | 6,5...8,25 | —             | —   |

в течение суток (табл. 2). Опыт эксплуатации ГАЭС в Германии показал, что частые операции по переводу режимов работы — одна из основных проблем ухудшения состояния шаровых затворов, а в части насос-турбинного оборудования затруднения связаны с кавитацией [22, с. 16 — 18].

Анализ методики определения состояния технического оборудования электростанций индексным методом позволил авторам отметить следующие недостатки:

- отсутствие отдельных указаний в части использования весовых коэффициентов узлов, определения ИТС других типов турбин:

- ковшовых (в России существуют ГАЭС, на которых функционируют машины подобного типа<sup>9</sup>; при последующем освоении ресурсов гидроаккумулирующей энергетики страны необходимость оценки ИТС ковшовых турбин может стать более серьезной: часто ковшовые машины применяют при высоких напорах<sup>10</sup>; отдель-

<sup>9</sup>Зарамагская ГАЭС-1 (напор — 289 м, мощность турбины — 7,6 МВт), Гизельдонская ГАЭС (609 м, 173 МВт), Курушская ГАЭС (290 м, 0,24 МВт).

<sup>10</sup>Примеры ГАЭС с ковшовыми гидротурбинами:

- Santa Fiorano (Италия, напор — 1439 м, мощность турбины — 140 МВт);
- Oberstdorf Warmatsgund (Германия, напор — 374 м, мощность турбины — 4,72 МВт).

ные указания требуются для обратимых и необратимых машин);

- диагональных<sup>11</sup>;
- капсульных<sup>12</sup>;
- пропеллерных;
- РО с поворотными лопастями, нередко эксплуатирующиеся на ГАЭС;

— изожир (достаточно редкая конструкция, установленная на нескольких ГАЭС, в частности, швейцарских: Robiei (напор 390 м, мощность турбины 48 МВт) и Handeck 3 (460 м, 55 МВт));

- отсутствие указаний в части определения ИТС насосов (в случае ГАЭС, выполненных по трех- и четырехмашинной схемам). Отдельные (как правило, многоступенчатые) машины для перекачивания воды в верхний бассейн ГАЭС устанавливаются с необратимыми гидротурбинами (например, ковшового типа) как при небольших (ГАЭС Geesthacht, Германия — 80 м), так и высоких напорах (Santa Fiorano, Италия — 1439 м);

- отсутствие отдельных указаний для оценки технического состояния гидроэнергетического оборудования горизонтального исполнения. Так, горизонтальные агрегаты установлены на ряде европейских ГАЭС, построенных в 1950 — 1970-х гг., в особенности в Германии (мощностью в районе 150...200 МВт);

- в части электрооборудования ГАЭС — отсутствие указаний по оценке технического состояния генераторов-двигателей (при двух- и трехмашинной схемах) и двигателей (при четырехмашинной схеме).

Отдельное внимание при формировании методик расчета ИТС для приведенных случаев следует уделить следующим узлам (исходя из мирового опыта эксплуатации ГАЭС).

*Ротор гидрогенератора (генератор-двигателя) и его полюса.* На ряде ГАЭС наблюдались возникающие на полюсах ротора усталостные трещины (Bath Country и Helms в США с мощностью насос-турбин свыше 400 МВт, на норвежских ГАЭС). Подобные проблемы серьезно влияют на ИТС агрегата. В 2012 г. из-за разрушения трещин в полюсах ротора агрегатов ГАЭС Raccoon Mountain (США) мощностью 413 МВт станция была остановлена и вновь введена в эксплуатацию лишь в 2014 г. после проведения капитального ремонта оборудования, а на польской ГАЭС Porąbka в 1989 г. это привело к короткому замыканию отлетевшего полюса ротора и обмотки статора генератор-двигателя. Также подвержены разрушениям пазы «ласточкин хвост» ротора.

*Рабочие колеса агрегатов.* Отдельные указания следует ввести для лопастей и обода рабочих колес, подобно роторам, подвергаемых возникновению трещин (ГАЭС Ludington с единичной турбиной мощностью 362 МВт). Необходимо отразить в коэффициентах для расчета ИТС работу турбин в зонах неустойчивости, в том числе S-неустойчивости, и влияние возникающих при этом вибраций. Так, из-за повышенных вибраций режимная зона работы агрегатов ГАЭС Rodund II единичной мощностью 295 МВт была ограничена на величину около 40% от номинальной;

*Направляющий аппарат.* Основные проблемы в части направляющего аппарата связаны с нарушением герметичности уплотнений лопаток и возникновением протечек, а также кавитацией. Протечки через направляющий аппарат достигают величины, способной вызвать вращение турбины (насос-турбины). Из-за протечек через направляющий аппарат агрегаты ГАЭС Zydowo в Польше мощностью 59,1 МВт вращались с частотой вращения до 30% от номинальной, что привело к потерям водных ресурсов и дополнительному износу оборудования. Повышенные вибрации направляющего аппарата Киевской ГАЭС привели к необходимости реконструкции турбинного оборудования станции. В отношении насосного режима уплотнения направляющего аппарата агрегатов ГАЭС подвергаются интенсивному засорению и, как следствие, износу.

*Подпятники и подшипники.* Подпятники ГАЭС из-за реверсивной работы находятся в тяжелых условиях работы, отличных от ГЭС, и склонны к износу. Работу подшипников усложняет возникающий в отсасывающих трубах агрегатов ГАЭС эффект Магнуса;

*Напорные водоводы.* Известны случаи разрыва водоводов при возникновении избыточного давления в них и усталостных явлений (ГАЭС Коерченверк II, Германия, 1980 г.), а на ГАЭС Koralpe по условиям обеспечения допустимых давлений в водоводе мощность насоса пришлось ограничить на 3 % по сравнению с турбиной. ГАЭС Lac Noir 80 МВт после разрушения напорного водовода и затопления машинного зала не введена в эксплуатацию ввиду отсутствия рентабельности.

Все приведенные особенности часто ограничивают допустимые режимы эксплуатации, что также снижает эффективность работы насосного и турбинного оборудования ГАЭС, поэтому представленные узлы следует особенно тщательно диагностировать. Проектные показатели эффективности ГАЭС могут быть достигнуты

<sup>11</sup> В России:

- Кольмская ГЭС (напор — 108 м, мощность турбины — 180 МВт);
- Зейская ГЭС (78,5 м, 225 МВт).

На зарубежных ГАЭС:

- O'Neill Forebay (США, 17 м, 4,2 МВт);
- Takane (Япония, 136 м, 85 МВт).

<sup>12</sup> В России: Саратовская ГЭС (напор — 9,7...11,4 м, мощность турбины — 54 МВт).

На зарубежных ГАЭС:

- Rance (Франция, 11 м, 10 МВт);
- Forbach (Германия, 1,2 МВт).

только в случае отсутствия ограничений, вызванных приведенными факторами, при условии соблюдения режимных условий и комбинаторных зависимостей.

Для повышения эффективности эксплуатации ГАЭС все факторы необходимо учитывать при выборе и формировании режимов работы оборудования ГАЭС. Должно быть установлено влияние интенсивности изменений в работе оборудования (пуск в турбинном/насосном режиме, останов, режим синхронного компенсатора, гидравлическое короткое замыкание) на его техническое состояние в зависимости от текущего ИТС. При отсутствии целесообразности включения поврежденного агрегата в работу, либо изменения режима работы следует вводить режимные ограничения, по согласованию с диспетчерским персоналом энергосистемы, в которой ГАЭС работает по заданному диспетчерскому графику.

### Литература

1. **Pumped Storage Hydropower** [Электрон. ресурс] [www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage](http://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage) (дата обращения 20.10.2021).
2. **Синюгин В.Ю., Магрук В.И., Родионов В.Г.** Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. М.: ЭНАС, 2008.
3. **Приказ** Минэнерго России № 229 от 19 июня 2003 г. «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».
4. **Ding H., Hu Z., Song Y.** Stochastic Optimization of the Daily Operation of Wind Farm and Pumped-hydro-storage Plant // *Renewable Energy*. 2012. V. 48. Pp. 571—578.
5. **Ma T. e. a.** Technical Feasibility Study on a Standalone Hybrid Solar-wind System with Pumped Hydro Storage for a Remote Island in Hong Kong // *Renewable Energy*. 2014. V. 69. Pp. 7—15.
6. **Nyeche E.N., Diemuodeke E.O.** Modelling and Optimisation of a Hybrid PV-wind Turbine-pumped Hydro Storage Energy System for Mini-grid Application in Coastline Communities // *J. Cleaner Production*. 2020. V. 250. P. 119578.
7. **Donga L. e. a.** Performance Analysis of a Novel Hybrid Solar Photovoltaic — Pumped-hydro and Compressed-air Storage System in Different Climatic Zones // *J. Energy Storage*. 2021. V. 35. P. 102293.
8. **Lin, S., Ma T., Javed M.S.** Prefeasibility Study of a Distributed Photovoltaic System with Pumped Hydro Storage for Residential Buildings // *Energy Conversion and Management*. 2020. V. 222. P. 113199.
9. **Makhdoomi S., Askarzadeh A.** Daily Performance Optimization of a Grid-connected Hybrid System Composed of Photovoltaic and Pumped Hydro Storage (PV/PHS) // *Renewable Energy*. 2020. V. 159. Pp. 272—285.
10. **Makhdoomi S., Askarzadeh A.** Optimizing Operation of a Photovoltaic/diesel Generator Hybrid Energy System with Pumped Hydro Storage by a Modified Crow Search Algorithm // *J. Energy Storage*. 2020. V. 27. P. 101040.

### Выводы

Для обеспечения максимальной эффективности работы турбинного и насосного оборудования ГАЭС необходимо комплексно рассматривать все режимы эксплуатации, чему способствует, в том числе, оценка и прогнозирование технического состояния машин. Используемые в настоящее время в России подходы к оценке технического состояния оборудования ГАЭС во многом ограничены. С учетом приведенных авторами рекомендаций и при перспективе внедрения технологии ГАЭС в российские энергосистемы следует добавить методики расчета (включая коэффициенты) определения ИТС для оборудования ГАЭС аналогично уже описанному в методике по расчёту ИТС с учетом отечественного и, при необходимости, зарубежного опыта эксплуатации.

### References

1. **Pumped Storage Hydropower** [Elektron. Resurs] [www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage](http://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage) (Data Ob-rashcheniya 20.10.2021).
2. **Sinyugin V.Yu., Magruk V.I., Rodionov V.G.** *Gidroakkumuliruyushchie Elektrostantsii v Sovremennoy Elektroenergetike*. M.: ENAS, 2008. (in Russian).
3. **Приказ** Минэнерго России № 229 от 19 Iyunya 2003 g. «Ob Utverzhdenii Pravil Tekhnicheskoy Eksplyuatsii Elektricheskikh Stantsiy i Setey Rossiyskoy Federatsii».(in Russian).
4. **Ding H., Hu Z., Song Y.** Stochastic Optimization of the Daily Operation of Wind Farm and Pumped-hydro-storage Plant. *Renewable Energy*. 2012;48:571—578.
5. **Ma T. e. a.** Technical Feasibility Study on a Standalone Hybrid Solar-wind System with Pumped Hydro Storage for a Remote Island in Hong Kong. *Renewable Energy*. 2014;69:7—15.
6. **Nyeche E.N., Diemuodeke E.O.** Modelling and Optimisation of a Hybrid PV-wind Turbine-pumped Hydro Storage Energy System for Mini-grid Application in Coastline Communities. *J. Cleaner Production*. 2020;250:119578.
7. **Donga L. e. a.** Performance Analysis of a Novel Hybrid Solar Photovoltaic — Pumped-hydro and Compressed-air Storage System in Different Climatic Zones. *J. Energy Storage*. 2021;35:102293.
8. **Lin, S., Ma T., Javed M.S.** Prefeasibility Study of a Distributed Photovoltaic System with Pumped Hydro Storage for Residential Buildings. *Energy Conversion and Management*. 2020;222:113199.
9. **Makhdoomi S., Askarzadeh A.** Daily Performance Optimization of a Grid-connected Hybrid System Composed of Photovoltaic and Pumped Hydro Storage (PV/PHS). *Renewable Energy*. 2020;159:272—285.
10. **Makhdoomi S., Askarzadeh A.** Optimizing Operation of a Photovoltaic/diesel Generator Hybrid Energy System with Pumped Hydro Storage by a Modified Crow Search Algorithm. *J. Energy Storage*. 2020;27:101040.

11. **Mousavi N. e. a.** A Real-time Energy Management Strategy for Pumped Hydro Storage Systems in Farmhouses // *J. Energy Storage*. 2020. V. 32. P. 101928.
12. **Mousavi N. e. a.** Modelling, Design, and Experimental Validation of a Grid-connected Farmhouse Comprising a Photovoltaic and a Pumped Hydro Storage System // *Energy Conversion and Management*. 2020. V. 210. P. 112675.
13. **Oskoueia M.Z., Yazdankhah A.S.** Scenario-based Stochastic Optimal Operation of Wind, Photovoltaic, Pump-storage Hybrid System in Frequency-based Pricing // *Energy Conversion and Management*. 2015. V. 105. Pp. 1105—1114.
14. **Stoppato A. e. a.** A PSO (Particle Swarm Optimization) — Based Model for the Optimal Management of a Small PV (Photovoltaic)-pump Hydro Energy Storage in a Rural Dry Area // *Energy*. 2014. V. 76. Pp. 168—174.
15. **Hering P. e. a.** Optimal Scheduling of a Pumped-storage Hydro Power Plant Operation // *Proc. XIII Intern. Conf. Environment and Electrical Eng.* 2013. Pp. 166—171.
16. **Zhang H. e. a.** Parameter Analysis and Performance Optimization for the Vertical Pipe Intake Outlet of a Pumped Hydro Energy Storage Station // *Renewable Energy*. 2020. V. 162. Pp. 1499—1518.
17. **СТО 17330282.27.140.001—2006.** Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования.
18. **Приказ Минэнерго России № 192 от 17 марта 2020 г.** «О внесении изменений в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденную приказом Минэнерго России № 676 от 26 июля 2017 г.».
19. **СТО РусГидро 02.02.106—2019.** Гидроагрегаты. Автоматизированный мониторинг и диагностирование. Функциональные и технические требования.
20. **ГОСТ 20911—89.** Техническая диагностика. Термины и определения.
21. **ГОСТ Р 58779—2019.** Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Эксплуатация. Техническая эксплуатация основного технологического оборудования энергосистем, электрических станций и электрических сетей. Информационно-технический справочник основного технологического оборудования для обеспечения единых принципов построения унифицированных систем оценки, мониторинга и контроля технического состояния оборудования и сооружений, эксплуатируемых на объектах электроэнергетики.
22. **Schmelter K.** Anforderungen an Den Betrieb von Pumpspeicherwerken [Электрон. ресурс] [www.doczz.net/doc/6124427/anforderungen-an-den-betrieb-von-pumpspeicherwerken](http://www.doczz.net/doc/6124427/anforderungen-an-den-betrieb-von-pumpspeicherwerken) (дата обращения 20.10.2021).
11. **Mousavi N. e. a.** A Real-time Energy Management Strategy for Pumped Hydro Storage Systems in Farmhouses. *J. Energy Storage*. 2020;32:101928.
12. **Mousavi N. e. a.** Modelling, Design, and Experimental Validation of a Grid-connected Farmhouse Comprising a Photovoltaic and a Pumped Hydro Storage System. *Energy Conversion and Management*. 2020; 210:112675.
13. **Oskoueia M.Z., Yazdankhah A.S.** Scenario-based Stochastic Optimal Operation of Wind, Photovoltaic, Pump-storage Hybrid System in Frequency-based Pricing. *Energy Conversion and Management*. 2015;105: 1105—1114.
14. **Stoppato A. e. a.** A PSO (Particle Swarm Optimization) — Based Model for the Optimal Management of a Small PV (Photovoltaic)-pump Hydro Energy Storage in a Rural Dry Area. *Energy*. 2014;76:168—174.
15. **Hering P. e. a.** Optimal Scheduling of a Pumped-storage Hydro Power Plant Operation. *Proc. XIII Intern. Conf. Environment and Electrical Eng.* 2013: 166—171.
16. **Zhang H. e. a.** Parameter Analysis and Performance Optimization for the Vertical Pipe Intake Outlet of a Pumped Hydro Energy Storage Station. *Renewable Energy*. 2020;162:1499—1518.
17. **СТО 17330282.27.140.001—2006.** Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования. (in Russian).
18. **Prikaz Minenergo Rossii № 192 от 17 Marta 2020 g.** «O Vnesenii Izmeneniy v Metodiku Otsenki Tekhnicheskogo Sostoyaniya Osnovnogo Tekhnologicheskogo Oborudovaniya i Liniy Elektroperedachi Elektricheskikh Stantsiy i Elektricheskikh Setey, Utverzhennuyu Prikazom Minenergo Rossii № 676 ot 26 Iyulya 2017 g.» (in Russian).
19. **СТО РусГидро 02.02.106—2019.** Гидроагрегаты. Автоматизированный мониторинг и диагностирование. Функциональные и технические требования. (in Russian).
20. **GOST 20911—89.** Tekhnicheskaya Diagnostika. Terminy i Opredeleniya. (in Russian).
21. **GOST R 58779—2019.** Edinaya Energeticheskaya Sistema i Izolirovanno Rabotayushchie Energosistemy. Ekspluatatsiya. Tekhnicheskaya Ekspluatatsiya Osnovnogo Tekhnologicheskogo Oborudovaniya Energosistem, Elektricheskikh Stantsiy i Elektricheskikh Setey. Informatsionno-tekhnicheskii Spravochnik Osnovnogo Tekhnologicheskogo Oborudovaniya dlya Obespecheniya Edinykh Printsipov Postroeniya Unifitsirovannykh Sistem Otsenki, Monitoringa i Kontrolya Tekhnicheskogo Sostoyaniya Oborudovaniya i Sooruzheniy, Ekspluatiruemyykh na Ob'ektakh Elektroenergetiki. (in Russian).
22. **Schmelter K.** Anforderungen an Den Betrieb von Pumpspeicherwerken [Elektron. Resurs] [www.doczz.net/doc/6124427/anforderungen-an-den-betrieb-von-pumpspeicherwerken](http://www.doczz.net/doc/6124427/anforderungen-an-den-betrieb-von-pumpspeicherwerken) (Data Obrashcheniya 20.10.2021).

**Сведения об авторах:**

**Габидулин Роман Михайлович** — аспирант кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ», e-mail: GabidulinRM@mpei.ru

**Хохлов Владимир Александрович** — доктор технических наук, профессор кафедры энергетических и гидротехнических сооружений НИУ «МЭИ», e-mail: KhokhlovVA@mpei.ru

**Ярда Николай Андреевич** — аспирант кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ», e-mail: YardaNA@mpei.ru

**Information about authors:**

**Gabidulin Roman M.** — Ph.D.-student of Hydro Power Engineering and Renewable Energy Sources Dept., NRU MPEI, e-mail: GabidulinRM@mpei.ru

**Khokhlov Vladimir A.** — Dr.Sci. (Techn.), Professor of Energy Structures and Hydro-Technical Installations Dept., NRU MPEI, e-mail: KhokhlovVA@mpei.ru

**Yarda Nikolay A.** — Ph.D.-student of Hydro Power Engineering and Renewable Energy Sources Dept., NRU MPEI, e-mail: YardaNA@mpei.ru

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

**Conflict of interests:** the authors declare no conflict of interest

**Статья поступила в редакцию:** 23.11.2021

**The article received to the editor:** 23.11.2021