Основы выбора мощности и особенность оптимизации работы ГЭУ-2 часа

***План***

1. Гидротехнические сооружения

2. Водохозяйственный и водноэнергетический комплекс

3. Эффективность работы гидротурбинной установки

4. Эксплуатационные универсальные характеристики

Список рекомендуемой литературы

***1. Гидротехнические сооружения***

Гидроэлектростанция является составной частью гидроузла, в который, кроме станции, входят водоподпорные и водосбросные сооружения, судоходные сооружения (на судоходных реках), различного назначения защитные сооружения, водохранилища или верхние бьефы водозаборных узлов.

При новом строительстве разработка проекта гидроэлектростанции производится, как правило, на гидроузел в целом, с комплексным решением всех технических, природоохранных, водохозяйственных, водноэнергетических, социальных и экономических проблем, возникающих в результате строительства гидроузла.

При выбранных параметрах гидроузла на основании комплексного рассмотрения всех аспектов, перечисленных выше, реализация его энергетического потенциала на ГЭС производится в возможно полном объеме при энергоэкономической оптимизации соотношения объема холостых сбросов речного стока и параметров гидроэлектростанции и намечаемого режима ее использования в энергосистеме.

Тип ГЭС, ее расположение и состав сооружений определяется назначением гидроузла, его параметрами, природными условиями площадки расположения гидроузла на основании технико-экономического сопоставления возможных вариантов технического решения.

В результате технического, энергетического, экономического анализа строительства гидроузла и выявления его параметров должны быть установлены следующие характеристики комплексного гидроузла и входящей в его состав ГЭС:

отметка НПУ водохранилища (водозабора);

полезный объем и глубина сработки водохранилища;

форсированный подпорный уровень, резервный объем водохранилища;

расчетный напор для оборудования ГЭС;

тип станции и водопроводящих сооружений;

установленная мощность ГЭС и режим ее использования;

выработка электроэнергии;

тип, параметры и количество агрегатов.

Класс гидротехнических сооружений ГЭС и ГАЭС в зависимости от их социальной экономической ответственности, последствий возможных гидродинамических аварий и условий эксплуатации принимается по нижеследующей таблице 1.

Таблица 1 - Объекты гидротехнического строительства

|  |  |
| --- | --- |
| Класс основных сооружений  | Гидротехнические сооружения гидравлических, гидроаккумулирующих электростанций установленной мощностью, МВт:  |
| I | более 1000 |
| II | от 300 до 1000 |
| III | от 10 до 300 |
| IV | 10 и менее |

Класс гидротехнических сооружений ГЭС установленной мощностью менее 1000 МВт следует повышать на единицу в случае, если эти электростанции изолированы от энергетических систем и обслуживают крупные населенные пункты, промышленные предприятия, транспорт и других потребителей.

Класс гидротехнических сооружений гидроэлектростанций руслового и приплотинного типа, создающих напорный фронт гидроузла, устанавливается в зависимости от высоты и типа грунтов основания в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 - Гидротехнические сооружения ГЭС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Сооружения | Тип грунтов основания | Высота сооружений, м, при их классе |
|  |  | I | II | III | IV |
| Русловые и приплотинные ГЭС | А | более 100 | от 60 до 100 | от 25 до 60 | менее 25 |
|  | Б | более 50 | от 25 до 50 | от 10 до 25 | менее 10 |
|  | В | более 25 | от 20 до 25 | от 10 до 20 | менее 10 |

Примечание:

Грунты: А - скальные; Б - песчаные, крупнообломочные и глинистые в твердом и полутвердом состоянии; В - глинистые водонасыщенные в пластичном состоянии.

Все гидротехнические сооружения ГЭС относятся к основным.

При формировании требований к выбору состава и компоновки основного и вспомогательного оборудования гидроэлектростанции, в том числе при проектировании пусковых комплексов, необходимо предусматривать возможность работы оборудования в условиях принимаемых схем пропуска строительных и эксплуатационных расходов воды и гашения энергии сбросного потока в нижнем бьефе в условиях отрицательных температур.

# ***2. Водохозяйственный и водноэнергетический комплекс***

Оценка и обоснование водноэнергетического потенциала ГЭС и всего водохозяйственного комплекса должна производиться с соблюдением следующих требований к исходным данным, их анализу и обработке.

Требования к гидрологическим данным для изолированной ГЭС:

многолетний ряд средних декадных и/или месячных расходов воды в створе или вблизи створа проектируемой ГЭС или в пункте наблюдений ближайшем к этому створу;

многолетний ряд максимальных среднесуточных или мгновенных (срочных) расходов весеннего половодья или летних паводков.

Требования к гидрологическим данным для каскадно расположенных ГЭС:

те же многолетние ряды в верхнем (входном) створе каскада и боковой приточности с водосборов между створами гидроузлов каскада;

оценка продолжительности первоначального наполнения водохранилища до отметки пуска агрегатов, УМО или НПУ в различных условиях.

Требования к топографическим данным:

кривые зависимости площади водного зеркала и объема воды в водохранилище от уровня воды в верхнем бьефе плотины;

поперечные сечения русла и поймы реки в нижнем бьефе ГЭС на участке ожидаемого влияния суточных колебаний уровня воды.

Требования к сведениям о существующем водохозяйственном комплексе и его предполагаемом изменении:

состав участников комплекса в верхнем и нижнем бьефах ГЭС и их требования к режиму расходов и уровней воды по сезонам;

современный и планируемый объем водопотребления из реки выше створа плотины и из будущего водохранилища.

Выбор установленной мощности ГЭС:

водноэнергетические расчеты для установления зависимости годовой и сезонной выработки электроэнергии от установленной мощности ГЭС.

Выбор расчетного напора:

водноэнергетические расчеты к выбору расчетного напора с поступенным перебором в диапазоне: максимальный - средневзвешенный - минимальный с определением в каждом варианте расчетного напора глубины и продолжительности снижения располагаемой мощности ГЭС ниже номинального значения.

Выбор типа и числа агрегатов:

водноэнергетические расчеты для оценки гарантированной и располагаемой мощности ГЭС применительно к рассматриваемым типам и единичной мощности агрегатов.

# ***3. Эффективность работы гидротурбинной установки***

При эксплуатации гидротурбинных установок должна быть обеспечена их бесперебойная работа с максимально возможным для заданной нагрузки и действующего напора коэффициентом полезного действия (КПД). Оборудование гидроэлектростанции должно быть в постоянной готовности к максимальной располагаемой нагрузке и работе в насосном режиме для оборудования гидроаккумулирующих станций.

Бесперебойная работа гидротурбинных установок обеспечивает надежную работу гидроэлектростанций (ГЭС) по выработке электроэнергии в соответствии с заданной ей нагрузкой или заданным режимом автоматического регулирования мощности, частоты или перетока мощности по линиям электропередачи, а также постоянную готовность резервных гидроагрегатов к принятию нагрузки.

Под надежностью понимается способность оборудования работать безотказно. При этом отказом считается событие, которое нарушает работоспособность оборудования и отдельных его узлов и при котором их параметры выходят за пределы допустимых значений и не выполняются заданные функции.

Хорошо запроектированное, изготовленное, смонтированное и правильно эксплуатируемое оборудование в течение расчетного периода не должно отказывать в работе. Однако, как показывает опыт, вероятность безотказной работы, как правило, не достигает 100 %.

Частота, с которой происходят отказы оборудования, является одним из параметров математического определения надежности и называется интенсивностью отказов. Интенсивность отказов измеряется числом отказов за определенный период (например за 1000 ч) работы устройства.

Свойство оборудования сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта называется долговечностью.

Приспособленность установки к предупреждению, обнаружению и устранению причин отказов характеризует ее ремонтопригодность.

Для характеристики надежности гидротурбин (гидроагрегатов) используется такой показатель, как коэффициент технического использования Кти:

 <http://foraenergy.ru/wp-content/uploads/2011/06/koefficient-tehnicheskogo-ispolzovaniya-e1307906981776.jpg>

где ТКАЛ - календарный период наблюдения, принимаемый при анализе надежности равным одному году (8760 ч);

ТГЕН - суммарное число часов работы гидроагрегата в генераторном режиме за период Ткал;

Тск - суммарное число часов работы гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора за период Ткал

Средний Кти по всем ГЭС составляет в настоящее время 0,89 - 0,90.

Бесперебойная и надежная работа гидротурбинных установок в значительной степени зависит от уровня эксплуатации, своевременной реконструкции и модернизации оборудования, замены изношенных узлов, качества ремонтных и наладочных работ.

Для организации эффективной и надежной эксплуатации гидротурбинных установок необходимо после комплексного их опробования (в период освоения) провести натурные испытания. Эти испытания позволят: выявить недостатки проектирования, изготовления и монтажа оборудования; проверить выполнение технических условий и заводских гарантий по энергетическим и механическим характеристикам, гарантий регулирования гидротурбин; проверить надежность отдельных узлов и гидроагрегатов в целом; установить оптимальные режимы и условия работы гидроагрегатов; определить действительные запасы статической и динамической устойчивости гидрогенераторов при параллельной работе в энергосистеме. Большая часть испытаний проводится специализированными организациями - ОРГРЭС, ВНИИЭ и другими или службами энергетических объединений, так как требует специальной подготовки персонала и высокой оснащенности средствами измерения.

Для повышения надежности работы оборудования в первую очередь следует выявлять элементы оборудования с низкой надежностью, обеспечивать их восстановление или замену более надежными и долговечными, в том числе; заменять лопасти рабочих колес гидротурбин, выполненных из обычных углеродистых сталей, лопастями из кавитационно-стойких (нержавеющих) сталей; своевременно восстанавливать места кавитационных повреждений лопастей рабочих колес и других элементов проточной части гидротурбин, заделывать появившиеся трещины на лопастях рабочих колес; совершенствовать и своевременно заменять уплотнения лопастей рабочих колес, валов гидроагрегатов, маслованн подпятников и подшипников.

Кроме того, необходимо: улучшать системы охлаждения гидрогенераторов, подпятников и подшипников; следить за равномерным распределением нагрузки на сегменты подпятников, улучшать систему температурного контроля за их работой; совершенствовать способы и аппаратуру эксплуатационного контроля за электрическими и механическими параметрами работы гидроагрегатов; упрощать вспомогательные системы оборудования гидротурбинной установки (смазки, технического водо - и воздухо - снабжения, водооткачивающего и другого оборудования); совершенствовать системы автоматического управления путем внедрения современных микропроцессорных устройств и сокращения количества реле, контактов, гидроблокировок и т.п.

Надежность оборудования в большой степени зависит от качества выполняемых ремонтных работ, поэтому на ГЭС и в энергообъединениях необходимо вести постоянную работу по совершенствованию организации ремонта.

Оптимальный КПД ГЭС следует рассматривать с учетом заданной нагрузки, напора и режима ее работы в энергосистеме. Режим работы ГЭС задается с учетом интересов энергосистемы исходя из получения максимального экономического эффекта. Основными энергетическими показателями ГЭС являются ее установленная мощность, годовая выработка электроэнергии и удельный расход.

Установленной мощностью ГЭС называется суммарная номинальная мощность всех ее генераторов. Годовая выработка электроэнергии ГЭС зависит от водности реки. Отношение годовой выработки электроэнергии ГЭС к ее установленной мощности называется числом часов использования установленной мощности. В зависимости от функций ГЭС в энергосистеме число часов использования составляет для ГЭС, работающих в пиках графика нагрузки, 1000-3000, для базисных ГЭС 6000-6500.

Удельный расход воды определяет количество (объем) воды, необходимый для выработки 1 кВт∙ч электроэнергии.

Одним из основных технико-экономических показателей ГЭС является себестоимость электрической энергии. Себестоимость электрической энергии 5 [тенге/ (кВт∙ч)] определяется делением ежегодных издержек производства Иэ (тенге) на количество энергии Эш (кВт∙ч), отпущенной за год с шин высокого напряжения;

 <http://foraenergy.ru/wp-content/uploads/2011/06/%D1%81%D0%B5%D0%B1%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%BE%D0%B8%D0%BC%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C-%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B9-%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D0%B81.jpg>

Значение Э равно годовой выработке электрической энергии ГЭС за вычетом расхода на собственные нужды и потерь в трансформаторах.

Чем выше годовая выработка электроэнергии, тем ниже ее себестоимость, так как годовые издержки производства ГЭС мало зависят от выработки электроэнергии. Ежегодные издержки ГЭС включают эксплуатационные затраты (зарплата персонала, материалы, текущий ремонт и др.) и отчисления на амортизацию сооружений и оборудования (реновация и капитальный ремонт). Последние составляют до 70 - 80 % полных ежегодных издержек ГЭС и, следовательно, такую же долю в себестоимости электроэнергии.

При энергетическом использовании водотока оптимальный режим работы ГЭС определяется по минимуму ежегодных издержек объединенной энергосистемы при соблюдении баланса мощности и выработки электроэнергии и поддержании надлежащего качества электроэнергии по частоте и напряжению. При заданном электропотреблении минимум ежегодных издержек соответствует минимуму себестоимости энергии объединенной энергосистемы. В расчетах с некоторым приближением считаются постоянными все эксплуатационные расходы энергосистемы, кроме расходов на топливо. При этом критерием оптимальности режима работы ГЭС становится минимум стоимости расходуемого топлива на тепловых электростанциях энергосистемы.

В приближенных расчетах годичного регулирования стока считается, что минимуму расхода топлива соответствует максимум выработки энергии ГЭС при выполнении гарантий по участию ГЭС в покрытии максимумов нагрузки энергосистемы. Для обоснования суточного режима работы энергосистемы критерий максимума выработки электроэнергии на ГЭС не может быть применен. Известно, чтосуточное регулирование обычно вызывает потерю энергии и поэтому максимуму выработки энергии ГЭС соответствует базисный режим ее работы без суточного регулирования. Но при этом тепловые электростанции должны работать в пиковых режимах с повышенными удельными расходами топлива, что, в конечном счете, приведет к увеличению расхода топлива по энергосистеме. Кроме того, при базисной работе ГЭС в маловодный период снижается ее располагаемая мощность, вследствие чего может быть нарушен баланс мощности энергосистемы. Поэтому оптимизация суточных режимов работы ГЭС производится по минимуму стоимости или расхода топлива в энергосистеме.

Расчетами годовых, сезонных и суточных режимов работы ГЭС занимаются специальные службы энергообъединений, ОДУ и ЦДУ в зависимости от мощности ГЭС и ее территориального расположения. Режим работы ГЭС задается диспетчером энергосистемы в виде диспетчерского графика нагрузки или путем управления гидроагрегатами ГЭС по каналам телемеханики с диспетчерского пункта энергосистемы (объединенной энергосистемы).

В отдельных случаях в определенное время суток некоторые крупные ГЭС, оснащенные специальной аппаратурой, привлекаются к автоматическому регулированию частоты либо перетоков мощности по линиям электропередачи (например, Волжские и Боткинская ГЭС и др.).

Для всех режимов ГЭС обязательным условием является работа гидроэнергетического оборудования с наивысшим КПД.

Мощность гидротурбины NT *(*кВт) определяется по формуле:

 <http://foraenergy.ru/wp-content/uploads/2011/06/%D0%9C%D0%BE%D1%89%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C-%D0%B3%D0%B8%D0%B4%D1%80%D0%BE%D1%82%D1%83%D1%80%D0%B1%D0%B8%D0%BD%D1%8B.jpg>

где Q *-* расход воды, проходящей через турбину, м3/с;

Нт - напор турбины, м;

ηт - КПД.

При изменении нагрузки турбины изменяются расход воды и КПД. Взаимная связь основных параметров турбины, работающей с постоянной частотой вращения, определяется ее рабочими и эксплуатационными характеристиками. Рабочая характеристика представляет собой зависимости КПД гидротурбины от мощности ηт = f (NT) при постоянных частоте вращения и напоре.

гидроэлектростанция гидротехническое сооружение гидротурбинный

# ***4. Эксплуатационные универсальные характеристики***

Одной из основных для гидротурбины является ее кавитационная характеристика. Кавитация обычно приводит к разрушению металла лопастей, облицовки камеры и других элементов гидротурбины, снижает КПД гидротурбины и механическую прочность ее узлов. Кавитационные явления присущи всем реактивным гидротурбинам. По мере развития кавитации возрастает шум в проточной части гидротурбин, увеличивается вибрация крышки турбины и других опорных частей гидроагрегата, происходят падение КПД и срыв мощности. В целях уменьшения кавитационной эрозии металла ведется постоянный поиск наиболее кавитационно-стойких материалов для изготовления рабочих колес и проточной части гидротурбин. Опыт эксплуатации гидротурбин показывает, что высоколегированные нержавеющие стали 12Х18Н10Т, 10X13, 10Х12НД 10Х14АП2 и наплавки электродами аустенитного класса типа ЦЛ9, ЦЛ11, ЭА395/9, а также высокохромистые 1Х13иХ17Н2 обеспечивают длительную работу гидротурбин без заметного кавитационного износа в течение нескольких лет.

Однако основной мерой защиты реактивных гидротурбин от кавитации является достаточное заглубление рабочих колес. С этой точки зрения чрезвычайно важным является правильное назначение расчетного коэффициента кавитации ана основании испытаний модели рабочего колеса. Физически коэффициент кавитации представляет собой отношение абсолютного давления в исследуемой точке к рабочему напору. Для современных отечественных поворотно-лопастных и пропеллерных гидротурбин расчетный кавитационный коэффициент колеблется в пределах от 0,2 (средненапорные) до 1,4 (низконапорные), для радиально-осевых - в пределах от 0,03 (высоконапорные) до 0,25 (средненапорные).

Исключение или уменьшение кавитации гидротурбин достигается расположением рабочего колеса на высоте по отношению к уровню нижнего бьефа, не превышающей допустимого значения по условиям бескавитационной работы. Высота расположения рабочего колеса по отношению к уровню нижнего бьефа называется высотой отсасывания, ее значение определяется как разность отметки плоскости гидротурбины с минимальным давлением и уровня воды в нижнем бьефе. Обычно в качестве таких плоскостей принимаются: для вертикальных радиально-осевых и диагональных - середина высоты направляющего аппарата; горизонтальных радиально-осевых и поворотно - лопастных - плоскость, проходящая через ось вала гидроагрегата; вертикальных поворотно-лопастных и пропеллерных гидротурбин - плоскость осей поворота лопастей рабочего колеса.

Высота отсасывания считается положительной, если уровень воды в нижнем бьефе находится ниже указанных плоскостей, и отрицательной, если выше.

Допустимая по условиям бескавитационной работы высота отсасывания приближенно может быть определена по формуле:

 <http://foraenergy.ru/wp-content/uploads/2011/06/%D0%94%D0%BE%D0%BF%D1%83%D1%81%D1%82%D0%B8%D0%BC%D0%B0%D1%8F-%D0%B2%D1%8B%D1%81%D0%BE%D1%82%D0%B0-%D0%BE%D1%82%D1%81%D0%B0%D1%81%D1%8B%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D1%8F.jpg>

где Н *-* рабочий напор, м;

σ - кавитационный коэффициент;

В *-* расчетное барометрическое давление, м вод. ст.

Для уменьшения кавитации на гидротурбинных установках применяется подача воздуха в проточную часть к зонам кавитации. При эксплуатации гидротурбин рекомендуется избегать режимов работы, при которых проявляется кавитация.

Каждому режиму гидротурбины, работающей при переменных напоре и мощности, соответствуют определенные значения КПД и допустимая высота отсасывания. Эти данные приводятся в эксплуатационной универсальной характеристике. На характеристике допустимые высоты отсасывания для различных режимов работы гидротурбины нанесены в виде системы линий Hs.

Эксплуатационные универсальные характеристики имеют большое значение для организации рациональной эксплуатации гидротурбинных установок. Они составляются на основании модельных испытаний гидротурбин. Как правило, действительные значения КПД гидротурбин несколько отличаются от расчетных, нанесенных на заводской эксплуатационной характеристике. В связи с этим рекомендуется после ввода гидротурбин в эксплуатацию проводить натурные испытания для уточнения главным образом значений КПД и положения линий ограничения мощности. Испытания целесообразно проводить силами специализированных организаций при участии заводов - поставщиков гидротурбин. Для удобства по результатам испытаний следует составлять эксплуатационную характеристику не гидротурбины, а гидроагрегата, отличающуюся тем, что линии равных КПД и равных расходов строятся с учетом суммарных потерь мощности в турбине и генераторе.

При работе одного гидроагрегата, используя эксплуатационную характеристику, несложно выбрать диапазон нагрузок, при котором обеспечивается наивысший КПД при соблюдении условий, обеспечивающих наименьшую кавитационную эрозию проточной части гидротурбины. В случае работы нескольких гидроагрегатов при заданной нагрузке и неизменном напоре наивыгоднейший режим при наивысшем КПД ГЭС может быть достигнут в том случае, если на ГЭС будет работать оптимальное количество гидроагрегатов, а нагрузка между ними будет распределена с соблюдением равенства относительных приростов расхода воды. Определение количества и режима работы гидроагрегатов при покрытии заданных активной и реактивной нагрузок производится дежурным персоналом путем соответствующих расчетов или с помощью заранее подготовленной эксплуатационной диаграммы.

# ***Список рекомендуемой литературы***

1. Жабо В.В. Охрана окружающей среды. - М.: Энергия, 1980.

. Покровский В., Аракчеев В.П. Очистка сточных вод тепловых электростанций. - М.: Энергия, 1980.