

И.В. Ермаков (МГУП “Мосводоканал”), В.В. Берлин, О.А. Муравьев, А.В. Голубев (ООО “Белый уголь”)

НАТУРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПОВОРОТНО-ЛОПАСТНЫХ ГИДРОТУРБИН ГЭС-34 МОЖАЙСКОГО ГИДРОУЗЛА

Схема ГЭС, задачи испытаний

На малой ГЭС-34 Можайского гидротехнического узла МГУП “Мосводоканал” установлены 2 агрегата номинальной мощностью 1700 кВт каждый. Однако установленная мощность станции 3400 кВт за время эксплуатации не была достигнута. Для выяснения причин проведены натурные испытания режимов работы гидроагрегатов при одиночной и совместной работе.

ГЭС-34 забирает воду из Рузского водохранилища и сбрасывает ее в нижний бьеф ГЭС-2 того же гидроузла. Гидравлическая схема ГЭС включает следующие элементы (рис. 1): водоприемник, подводящий напорный туннель с бетонной облицовкой (длина 32,7 м, внутренний диаметр 3,1 м, уклон 0,0015), камера со свободной поверхностью в конце подводящего туннеля перед спиральными камерами, камера со свободной поверхностью на выходе отсасывающих труб перед входом в отводящий туннель, отводящий туннель с бетонной облицовкой, спроектированный как безнапорный (длина 320 м, внутренний диаметр 3,1 м, средний уклон 0,00142), открытый водоток от выходного портала отводящего туннеля ГЭС-34 до водотока в нижнем бьефе Рузской ГЭС-2.

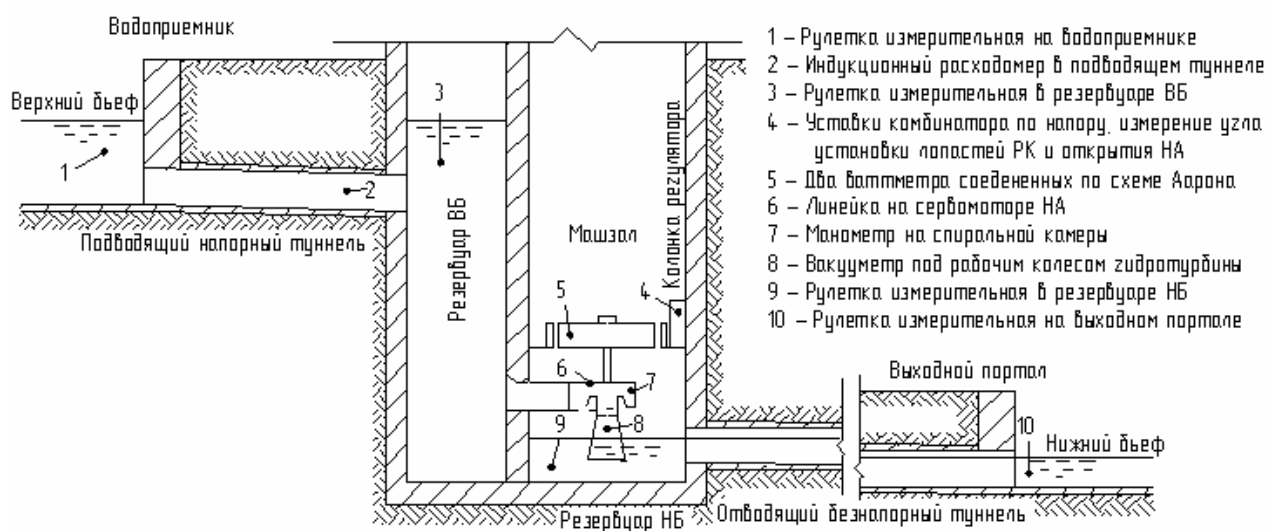


Рис. 1. Гидравлическая схема ГЭС с указанием постов наблюдений

Турбина поворотно-лопастная ПЛ20/811-В-160 производства ЛМЗ. Диаметр рабочего колеса 1,6 м, частота вращения 333,3 об/мин, расчетный напор 16 м, расход при расчетном напоре 12,88 м³/с. Номинальная мощность по заводской эксплуатационной характеристике 1870 кВт, максимальный КПД – 92,5%.

Гидрогенератор синхронный ВГСП 260/31-18 производства УЭТМ. Напряжение 6,3 кВ, номинальная мощность 2000 кВА, маховой момент 20 тм^2 , при номинальной нагрузке и $\cos\varphi=0.8$ кпд равен 0,95, при $\cos\varphi=1$ – 0,963.

Целью работы было выяснение причин уменьшения мощности ГЭС по сравнению с проектной, определение реальных мощностных характеристик агрегатов при их одиночной и совместной работе, определение областей реальных эксплуатационных режимов каждого из агрегатов и ГЭС в целом, обоснование ограничений по максимальной и минимальной мощности.

В число задач входило исследование гидравлических режимов в отводящем туннеле, определение потерь напора в подводящем и отводящем водоводах ГЭС, получение натурной комбинаторной зависимости с коррекцией по напору и анализ влияния уставки корректора по напору на мощность и кпд турбины.

Испытания проводились в установившихся режимах при статических напорах 15.62...16.57 м (июль 2003 г.) и 17,04...17,60 м (октябрь 2003 г.). Перед испытаниями измерительные приборы прошли государственную поверку в ГУП "Ростест-Москва", в метрологической лаборатории Всероссийского энергетического института (ВЭИ) и на московском заводе "Манометр".

Напор турбин нетто вычислялся как разность уровней воды в камерах со свободной поверхностью перед и за турбинами. Погрешность определения напора не превышала 0,35%. Активная, реактивная мощность и $\cos\varphi$ каждого генератора измерялись по схеме двух ваттметров, подсоединенных через измерительные трансформаторы к шинам генератора. Мощность турбины $N_{\text{турб}}$ определялась по зависимости $N_{\text{турб}}=N_{\text{генер}}/\eta_{\text{генер}}$. Характеристика кпд генератора $\eta_{\text{генер}}=f(N_{\text{генер}}, \cos\varphi)$ в форме зависимости от мощности генератора и косинуса φ получена от завода УЭТМ. Погрешность определения мощности турбины не превышала 0,75%.

Всего зарегистрирован 81 режим, в том числе 54 режима при одиночной работе агрегата № 1, 14 режимов при одиночной работе агрегата № 2 и 13 режимов при совместной работе двух агрегатов.

Отводящий туннель

Условия работы отводящего туннеля зависят от расхода ГЭС и уровня нижнего бьефа. При производстве туннельных работ на ряде участков были допущены отклонения от заданного уклона, причем верхний и обратный своды оказались не всюду параллельными, площади поперечных сечений - не всюду одинаковыми. Во многих местах возникли диффузорность или конфузорность, отклонения осевой линии от проектных отметок. Все это увеличило потери напора. Продольный профиль туннеля, построенный по исполнительным чертежам, показан на рис. 2. Видно, что колебания линий сводов достигают 1 м.

Проектом предусмотрена работа туннеля в безнапорном режиме. Но опыт эксплуатации, результаты натуральных испытаний и расчеты, проведенные

на компьютерной модели, показали, что туннель практически всегда работает в напорном или напорно-безнапорном режиме. В последнем случае на участке, примыкающем к ГЭС, течение напорное, а в остальной части - безнапорное. Переходный участок может располагаться в любом месте по длине туннеля, это зависит от расхода и отметки нижнего бьефа.

Напорно-безнапорный (или частично напорный) режим – наихудший, так как сопровождается пульсациями давления *большой* или *меньшей* интенсивности. Основная причина их появления в туннеле при устойчивых частично напорных режимах состоит в перемещении граничного створа

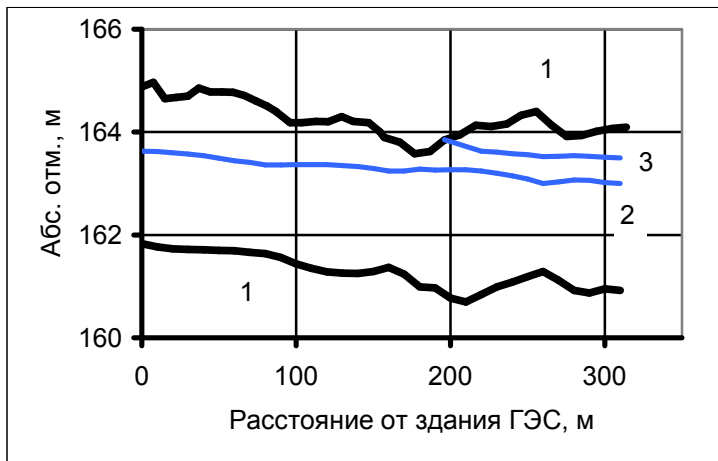


Рис. 2. Продольный профиль отводящего туннеля (1), безнапорное течение при НБ=163 м и $Q_{ГЭС}=13 \text{ м}^3/\text{с}$ (2), напорно-безнапорное течение при НБ=163,4 м и $Q_{ГЭС}=13 \text{ м}^3/\text{с}$ (3)

между участками с частичным и полным заполнением сечения.

На рис. 2 показаны результаты расчетов режимов течения в отводящем туннеле с учетом его реальных очертаний. Безнапорный режим поддерживается при ограниченных условиях, когда при пропуске расхода только одного агрегата $Q=13 \text{ м}^3/\text{с}$ уровень НБ у выходного портала не превышает 163 м (см. рис. 2, кривая 2).

Уже при НБ=163,4 м и $Q=13 \text{ м}^3/\text{с}$ возникает напорно-безнапорный режим (см. рис. 2, кривая 3).

С повышением отметки НБ у выхода туннеля более 163,5...163,7 м или расхода более $13 \text{ м}^3/\text{с}$ режим становится напорным. В условиях эксплуатации уровень НБ изменяется от 162,5 до 164,5...165 м. Следовательно, при работе двух агрегатов в отводящем туннеле всегда устанавливается напорный режим.

Во время проведения 1-ой серии испытаний отметка НБ изменялась от 163,97 при нулевом расходе ГЭС до 164,85 м; во время проведения 2-ой серии - от 163,78 м при нулевом расходе до 164,3 м. Такие отметки НБ обусловили напорное течение на большей части длины отводящего туннеля при всех режимах испытаний.

По существующему на ГЭС-34 порядку статический напор определяется как разность между уровнем Рузского водохранилища у водоприемника ГЭС-34 и отметкой нижнего бьефа, за который принимается водоток в нижнем бьефе Рузской ГЭС-2, с постоянной поправкой $\Delta Z_{НБ} = Z_{НБ.ГЭС-34} - Z_{НБ.ГЭС-2} = 0,3 \pm 0,05 \text{ м}$.

При натуральных испытаниях статический напор ГЭС определялся как разность отметок у водоприемника $Z_{ВБ}$ и непосредственно у выходного портала отводящего туннеля ГЭС-34 $Z_{НБ, ГЭС-34}$ (далее $Z_{НБ}$): $H_{стат} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}$.

Потери напора в проточном тракте ГЭС складываются из потерь в подводящем водоводе $H_{Wподв}$ - в водоприемнике и решетках, по длине туннеля, на выход в камеру перед турбинами, и потерь в отводящем водоводе $H_{Wотв}$ - на вход в отводящий туннель из камеры за турбинами, по длине туннеля, на выход в нижний бьеф.

Для реальных очертаний отводящего туннеля выполнены расчеты безнапорного и частично напорного режимов течения. Принятое в расчетах значение шероховатости $n=0,024$ было получено по натурным данным о

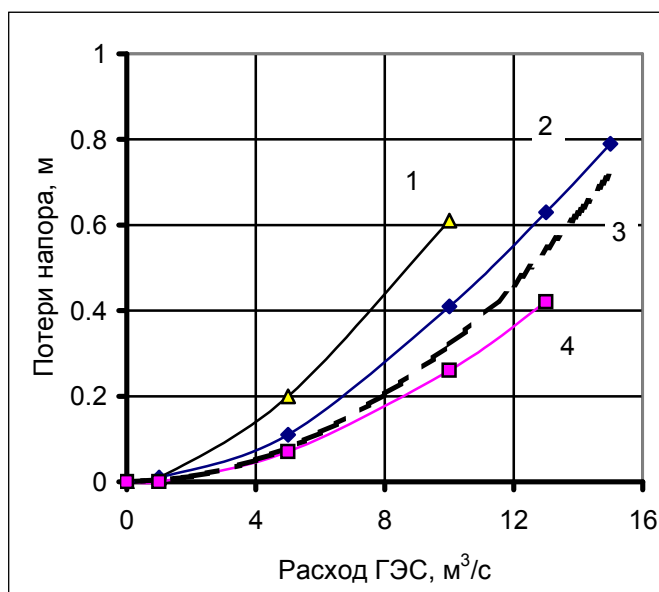


Рис. 3. Потери в отводящем туннеле: расчетные зависимости при НБ=162,7 м и $k_{отв}=0,006$ (1), при НБ=163,0 м и $k_{отв}=0,004$ (2), при НБ=163,4 м и $k_{отв}=0,0027$ (4); натурная зависимость $k_{отв}=0,0032$

суммарных потерях при напорном течении. По сравнению с реальной шероховатостью оно завышено, так как измеренные потери напора включают не только потери по длине, зависящие от шероховатости, но и потери на вход и выход потока, а также местные потери из-за дефектов при сооружении туннеля. То есть значение шероховатости $n=0,024$ является обобщенным, отражающим потери во всех элементах отводящего тракта.

На рис. 3 показаны расчетные зависимости потерь напора в отводящем туннеле от расхода $H_{Wотв} = k_{отв}Q^2$ при отметках нижнего бьефа 162,7, 163,0 и 163,4 м. При безнапорном течении значения коэффициента потерь $k_{отв}$ составили 0,006 (НБ=162,7 м) и 0,0041 (НБ=163 м), при напорно-безнапорном течении - 0,0027 (НБ=163,4 м). Пунктиром показана натурная кривая потерь при напорном течении; $k_{отв} = 0,0032$.

Потери напора в проточном тракте ГЭС

Потери на кривой подпора в нижнем бьефе $\Delta H_{НБ}$ проявляются в подъеме уровня воды у выходного портала с увеличением расхода ГЭС. Напоры при этом уменьшаются. Значения $\Delta H_{НБ}=f(Q)$ определяются как разность уровней в нижнем бьефе у выходного портала ГЭС-34 при работающих агрегатах $Z_{НБ}=Z_{НБ, \Sigma Q}$ и уровня в том же створе при нулевом расходе $Z_{НБ, Q=0}$: $\Delta H_{НБ}=Z_{НБ, \Sigma Q}-Z_{НБ, Q=0}$.

Характеристика нижнего бьефа $\Delta H_{НБ}=f(Q)$ позволяет уточнять статический напор на ГЭС $H_{стат}=Z_{ВБ}-Z_{НБ,\Sigma Q}$, зависящий от суммарного расхода турбин ΣQ . Имея зависимость $\Delta H_{НБ}=f(Q)$, можно по однажды измеренному уровню $Z_{НБ,Q=0}$ у выхода туннеля при нулевом расходе вычислять значения статического напора для любого режима $H_{стат}=Z_{ВБ}-Z_{НБ,Q=0}+\Delta H_{НБ}(Q)$.

Потери напора в подводящем тракте определялись по разности отметок у водоприемника и в камере перед входом в турбины $H_{Wподв}=Z_{ВБ}-Z_{ВК}$,

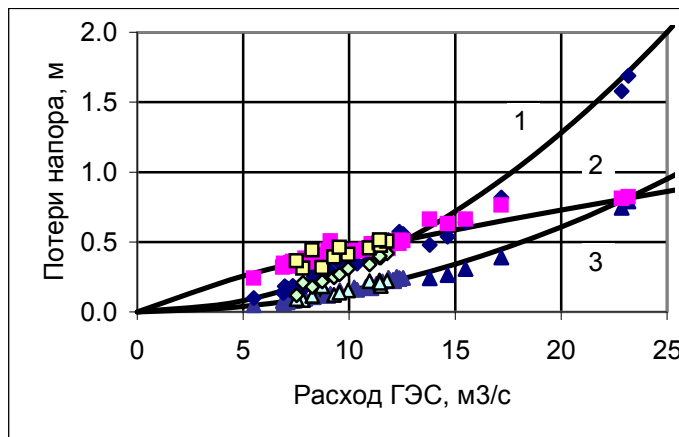


Рис. 4. Потери напора в проточном тракте ГЭС: в отводящем тракте (1), за счет подпора НБ (2) и в подводящем тракте (3)

в отводящем тракте - по разности отметок в камере за отсасывающими трубами и у выходного портала отводящего туннеля $H_{Wотв}=Z_{НК}-Z_{НБ,\Sigma Q}$. Потери на кривой подпора в нижнем бьефе - $\Delta H_{НБ}=Z_{НБ,\Sigma Q}-Z_{НБ,Q=0}$. Расходы регистрировались по показаниям стационарной аппаратуры и вычислялись по активной мощности, напору нетто, кпд турбины (из универсальной характеристики) и кпд

генератора (из паспорта генератора). По фактическим потерям и расходам получены зависимости гидравлических потерь от расхода $H_W=f(Q)$.

На рис. 4 показаны натурные зависимости потерь напора в проточном тракте ГЭС от расхода. Зависимость потерь напора в водоводах от расхода аппроксимируется квадратичной функцией вида $H_W=kQ^2=(k_{подв}+k_{отв})\cdot Q^2=0,0047Q^2$, где $k_{подв}=0,0015$, $k_{отв}=0,0032$.

Зависимость $\Delta H_{НБ}=f(Q)$ повышения уровня воды у выходного портала отводящего туннеля от расхода ГЭС (см. рис. 4) при $Q>7$ м³/с можно аппроксимировать прямой $\Delta H_{НБ}=0,028\cdot Q+0,16$. Максимальные значения потерь напора при работе одного и двух агрегатов, измеренные при испытаниях, приведены в табл.1.

Таблица 1

Максимальные потери напора при работе одного и двух агрегатов

Максимальные потери напора, м	При работе одного агрегата*	При работе 2-х агрегатов**
В подводящем туннеле $H_{Wподв}$	0,22 / 0,25	0,82
В отводящем туннеле $H_{Wотв}$	0,40 / 0,57	1,78
Всего в проточном тракте ΣH_W	0,62 / 0,82	2,6
На кривой подпора в нижнем бьефе $\Delta H_{НБ}$	0,50 / 0,51	0,85
Всего при учете $\Delta H_{НБ}$	1,12 / 1,33	3,45

* в числителе - при статическом напоре 16,03 м, в знаменателе – при статическом напоре 17,06 м

** при статическом напоре 15.73 м

При испытаниях напор турбин нетто измерялся как разность уровней воды в камерах перед и за турбинами $H_{\text{нетто}}=Z_{\text{БК}}-Z_{\text{НК}}$. В условиях эксплуатации напор турбин нетто $H_{\text{нетто}}$ можно вычислить путем вычитания из статического напора $H_{\text{стат}}$ потерь напора в подводящем и отводящем водоводах, определенных по расходу ГЭС - $H_{\text{нетто}}=H_{\text{стат}}-H_{\text{Wподв}}-H_{\text{Wотв}}=H_{\text{стат}}-0,0047 \cdot Q^2$.

Если уровень нижнего бьефа $Z_{\text{НБ}, Q=0}$ был измерен у выходного портала ГЭС-34 при неработающих агрегатах, то реальные напоры нетто при различных расходах определяются по формуле

$$H_{\text{нетто}}=H_{\text{стат}}-H_{\text{Wподв}}-H_{\text{Wотв}}-\Delta H_{\text{НБ}}=H_{\text{стат}}-0,0047 \cdot Q^2-0,028 \cdot Q-0,16.$$

Для удобства использования в условиях эксплуатации определены приближенные зависимости напоров и потерь от мощности ГЭС.

Мощностные характеристики агрегатов и ГЭС

Основной задачей испытаний было определение натуральных эксплуатационных (напорно-мощностных) характеристик агрегатов при одиночной и совместной работе. В табл. 2 указаны отметки бьефов, диапазоны напоров и мощностей при проведении испытаний.

Таблица 2

Отметки бьефов, напоры и мощности при проведении натуральных испытаний

	1-ая серия	2-ая серия
Дата проведения испытаний	17-18.07.2003	24-25.10.2003
Диапазоны изменения отметок бьефов и статического напора ГЭС, м		
Уровень ВБ	180,47...180,54	181,34...181,38
Уровень НБ у выходного портала отводящего туннеля ГЭС-34	163,97...164,85	163,78...164,30
Статический напор фактический	16,57...15,62	17,60...17,04
Статический напор по замерам уровня НБ у ГЭС-2 с коррекцией	16,55	17,57
Диапазоны изменения мощности агрегатов и ГЭС при испытаниях, кВт		
Агрегат № 1 при индивидуальной работе	777 - 1638 - 870	669-1704-1686 972-1674- 984
Агрегат № 2 при индивидуальной работе	900-1536-948	-
Мощность ГЭС при работе двух агрегатов	2169-2640-1698	-

Ранее, при наладке САРТ были установлены предельные положения максимального угла лопастей 20° и минимального открытия направляющего аппарата 53...55%. Последнее отделяло область нормальных рабочих режимов от зоны повышенных пульсаций давления и вибраций.

При ограничении по максимальному углу лопастей увеличить мощность можно было за счет рассогласования комбинаторной зависимости, переходя к минимальным уставкам $H_{\text{комб}}$ по напору (табл. 3).

Таблица 3

Режимы максимальной мощности при натуральных испытаниях

№ агрегата	Статич напор, М	Напор нетто, м	Уставка* комб. по напору, м	Мощность, кВт		Кпд турбины, %	Открытие НА		Угол лопастей, °
				генератора	турбины		по штоку, мм	по КУ %	
1	17,06	16,25	14,5	1704	1794	89,8	119	81,5	19,6
1	16,03	15,25	14,4	1638	1724	90,4	126	82,5	20
2	16,05	15,4	14	1536	1617	90,8	114	77	19,4
1+2	15,74	13,1	15 / 15	1350 +1290 =2640	1421 +1358 =2779		124/112	81/ 76	19,6 / 19,3

* в режимах максимальной мощности комбинаторная зависимость по напору рассогласовывалась для возможности увеличить открытие НА и мощность

В табл. 4 приведены минимальные мощности агрегатов при минимальном открытии и уставках $H_{комб}$, соответствующих фактическим напорам нетто. Уменьшить мощность можно было, переходя к уставкам меньше фактического напора. Но в этом случае происходило снижение кпд турбины на 10 %.

Таблица 4

Минимально возможные мощности агрегатов при нормальных уставках комбинатора по напору

Напор нетто, м	Уставка по напору, м	Минимальная мощность по генератору, кВт
17	17	980
16	16	880
15	15	810

Для построения натуральных комбинаторных характеристик измерялись отметки уровней воды в бьефах и камерах до и после турбин, активная и реактивная мощность на выводах генераторов по схеме 2-х ваттметров, угол установки лопастей рабочего колеса и открытие направляющего аппарата по колонке регулятора, положение штока сервомотора направляющего аппарата.

В табл. 5 показаны диапазоны изменения открытия НА, положения штока сервомотора НА и угла лопастей. Петля характеристики при движении на открытие и на закрытие составляет 1...2%, что свидетельствует о малом люфте в обратных связях.

Таблица 5

Диапазоны изменения открытия направляющего аппарата, положения штока сервомотора НА и угла лопастей при натуральных испытаниях

	Открытие НА по регулятору, %	Положение штока сервомотора НА, мм	Угол лопастей РК, град.
Турбина № 1	54 – 82,5	74,5 – 127	3,8 – 20 (19,6)*
Турбина № 2	53 – 77	80 – 114	7 – 19,4

* при 2-ой серии испытаний

Чтобы выявить влияние рассогласования комбинаторной зависимости по напору на мощность и КПД турбины, уставку $H_{комб}$ при испытаниях изменяли в диапазоне 13...18 м,

На рис. 5 показаны натурные комбинаторные характеристики, полученные изменением уставки комбинатора по напору. В области средних мощностей с ростом уставки угол лопастей РК увеличивался при постоянном открытии НА. В области наибольших мощностей действовало ограничение по максимальному углу лопастей. Поэтому с уменьшением уставки $H_{комб}$ при постоянном угле лопастей открытие направляющего аппарата увеличивалось.

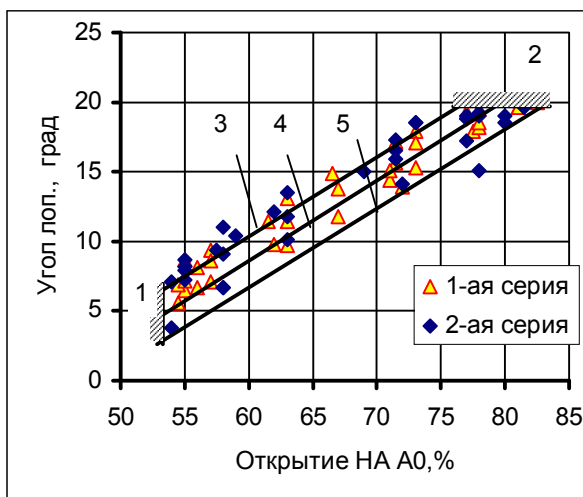


Рис. 5. Натурные комбинаторные характеристики турбины № 1; линии ограничения - по минимальному открытию НА (1), по максимальному углу установки лопастей РК (2), уставка комбинатора по напору - 17,5 м (3), 16 м (4) и 14,5 м (5)

В области наименьших мощностей действовало ограничение по минимальному открытию НА. Поэтому при постоянном открытии НА с уменьшением уставки $H_{комб}$ угол лопастей уменьшался.

Проведено сопоставление натуральных комбинаторных характеристик турбин № 1 и № 2 с комбинаторной характеристикой модельного рабочего колеса ПЛ20/810-50 согласно ОСТ 108.023.15-75. В области средних мощностей имеются расхождения по углу лопастей около 1° у турбины № 1 и около $2,5^\circ$ у турбины № 2.

Получены натурные эксплуатационные характеристики каждого из агрегатов (рис. 6) и эксплуатационная характеристика ГЭС при их совместной работе (рис. 7). На графике рис. 6,а в координатах напор нетто – мощность генератора нанесены точки натуральных режимов агрегата № 1: верхняя линия – при статических напорах $H_{ст}=17,04...17,57$ м, средняя – при $H_{ст}=16,03...16,55$ м, нижняя – при совместной работе с агрегатом № 2, $H_{ст}=15,63...15,92$ м.

Из-за укороченного троса обратной связи турбина № 2 имеет меньший, чем по паспорту, максимальный угол установки лопастей – $19,4^\circ$ вместо 20° . Соответственно, у агрегата № 1 значение мощности на линии ограничения большее, чем у агрегата № 2: при напоре 15,3...15,4 м разница составляет $1650-1540=110$ кВт. Из-за люфта в обратных связях системы регулирования гистерезис может достигать 100 кВт.

Из заводской эксплуатационной характеристики турбины ПЛ20/811-В-160 видно, что мощность турбины при расчетном напоре 16 м составляет 1870 кВт, и, соответственно, по генератору - 1776,5 кВт (при $\cos\varphi=0,8$ и $\eta_{генер}=0,95$). Сравнение натурной характеристики агрегата № 1 с заводской показывает, что они достаточно близки. При напоре нетто 16,3 м достигнута

мощность по генератору 1704 кВт, по турбине - 1794 кВт или 96% от максимальной мощности турбины согласно заводской характеристике.

На режим наибольших мощностей оказывает влияние уставка корректора по напору. Его настройка на уменьшенные значения напора нетто позволяет при сохранении КПД турбин увеличить максимальные мощности агрегатов на 40...60 кВт (см. рис. 6). Это происходит за счет роста максимального открытия направляющего аппарата при достижении ограничения по максимальному углу установки лопастей рабочего колеса. Как видно на рис. 6, турбина позволяет получить мощность 1870 кВт (по генератору 1775,6 кВт) и, следовательно, соответствует гарантиям завода по мощности.

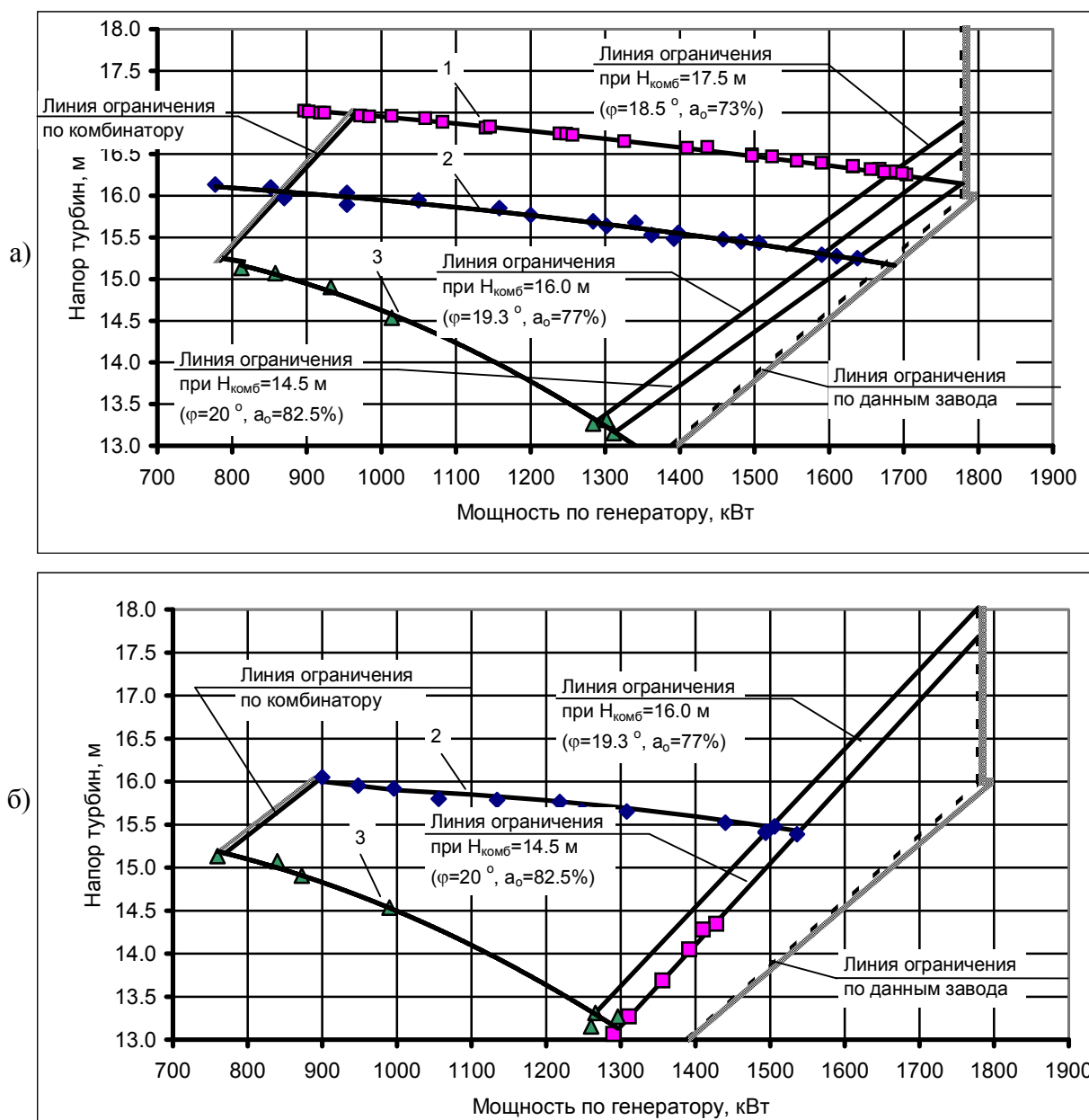


Рис. 6. Натурные режимы в поле эксплуатационных характеристик гидроагрегатов № 1 (а) и № 2 (б)

На агрегате № 2 испытания при высоком напоре не проводились, так как агрегат был выведен в ремонт. Натурные точки при статическом напоре 16,55 м показаны на рис. 6,б (нижняя кривая – при работе двух агрегатов).

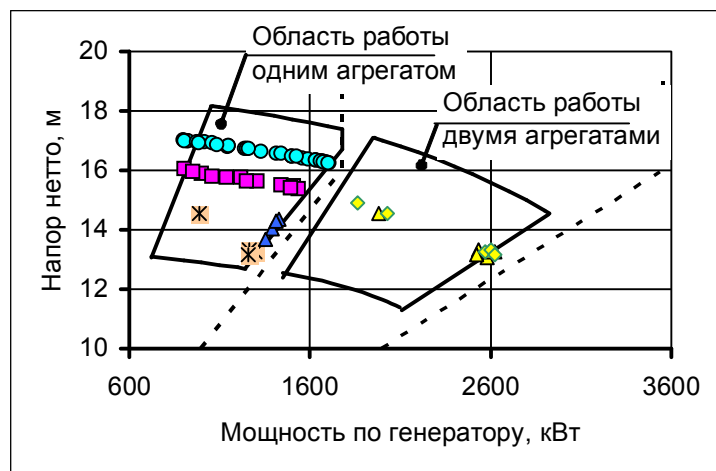


Рис. 7. Области работы агрегата и ГЭС по проекту (пунктир) и по результатам натуральных испытаний

особенно в отводящем туннеле. Сравним для примера два режима. Первый режим натуральный: статический напор 15,74 м, потери в туннелях 2,67 м, напор нетто 13,07 м, мощности агрегатов, соответственно, 1350 кВт при $\cos\varphi=0,998$ и 1290 кВт при $\cos\varphi=0,95$; суммарная мощность ГЭС 2640 кВт.

Второй режим взят по заводской характеристике: $H_{\text{нетто}}=16$ м, мощность двух турбин 3740 кВт, двух агрегатов - 3590,4 кВт (при близком к максимальному КПД генераторов 0.96). Снижение напора нетто приводит к снижению мощности турбин, которая в первом приближении пропорциональна напору в степени 3/2.

Пересчет с напора 16 м на 13,07 м дает мощность ГЭС $3590,4 \cdot (13,07/16)^{1,5} = 2650,8$ кВт, что расходится с натурным значением всего на 0,4 %. То есть параметры натурального режима хорошо согласуются с заводской характеристикой.

Анализ областей работы агрегатов и ГЭС в целом (см. рис. 6 и 7) позволяет заключить, что при одиночной работе и статических напорах более

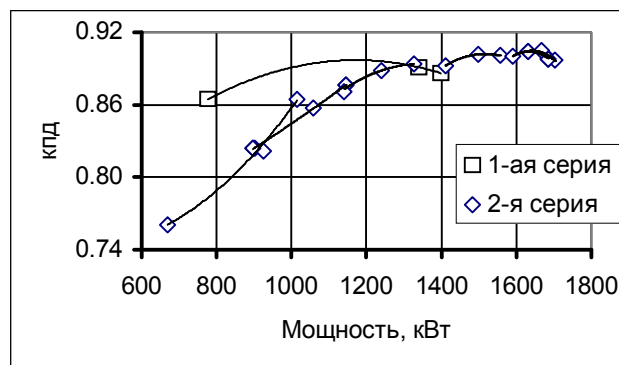


Рис. 8. Зависимости КПД турбины от настройки комбинатора по напору

18 м каждый из агрегатов может выдавать мощность меньше, чем у агрегата № 1. Соответственно и максимальные расходы при первой серии испытаний ($H_{\text{ст}}=16,55$ м) у агрегата № 2 были меньше ($Q_{2\text{макс}}=11,8$ м³/с), чем у агрегата № 1 ($Q_{1\text{макс}}=12,75$ м³/с).

Расчеты показывают, что уменьшение реально выдаваемой мощности происходит только из-за больших потерь напора,

особенно в отводящем туннеле. Сравним для примера два режима. Первый режим натуральный: статический напор 15,74 м, потери в туннелях 2,67 м, напор нетто 13,07 м, мощности агрегатов, соответственно, 1350 кВт при $\cos\varphi=0,998$ и 1290 кВт при $\cos\varphi=0,95$; суммарная мощность ГЭС 2640 кВт. Второй режим взят по заводской характеристике: $H_{\text{нетто}}=16$ м, мощность двух турбин 3740 кВт, двух агрегатов - 3590,4 кВт (при близком к максимальному КПД генераторов 0.96). Снижение напора нетто приводит к снижению мощности турбин, которая в первом приближении пропорциональна напору в степени 3/2. Пересчет с напора 16 м на 13,07 м дает мощность ГЭС $3590,4 \cdot (13,07/16)^{1,5} = 2650,8$ кВт, что расходится с натурным значением всего на 0,4 %. То есть параметры натурального режима хорошо согласуются с заводской характеристикой. Анализ областей работы агрегатов и ГЭС в целом (см. рис. 6 и 7) позволяет заключить, что при одиночной работе и статических напорах более 18 м каждый из агрегатов может выдавать мощность 1776 кВт (по турбине 1870 кВт). При совместной работе двух агрегатов станция из-за больших потерь напора всегда работает с напорами меньше расчетного 16 м. Поэтому ГЭС не в состоянии выдавать установленную мощность 3400 кВт, а ее максимальная мощность 2900 кВт определяется наибольшим

возможным напором нетто 14,5 м и может быть получена только при максимальном уровне ВБ=НПУ=182,5 м. При условии увеличения на турбине № 2 открытия направляющего аппарата до 82,5 % и угла лопастей до 20° максимальная мощность ГЭС может быть доведена до 3000 кВт.

Линии минимальных мощностей агрегатов соответствуют наименьшему открытию направляющего аппарата 53...55%. В зависимости от уставки комбинатора по напору угол лопастей может изменяться от 3,8° при $H_{\text{комб}}=13$ м до 8,7° при $H_{\text{комб}}=17,5$ м.

Влияние уставки $H_{\text{комб}}$ на кпд турбин показано на рис. 8, где каждому положению открытия соответствует одна кривая с тремя точками. Точки на кривых получены при уставках по напору 14,5, 16 и 17 м. При больших мощностях кпд мало зависит от уставки по напору, но при малых мощностях

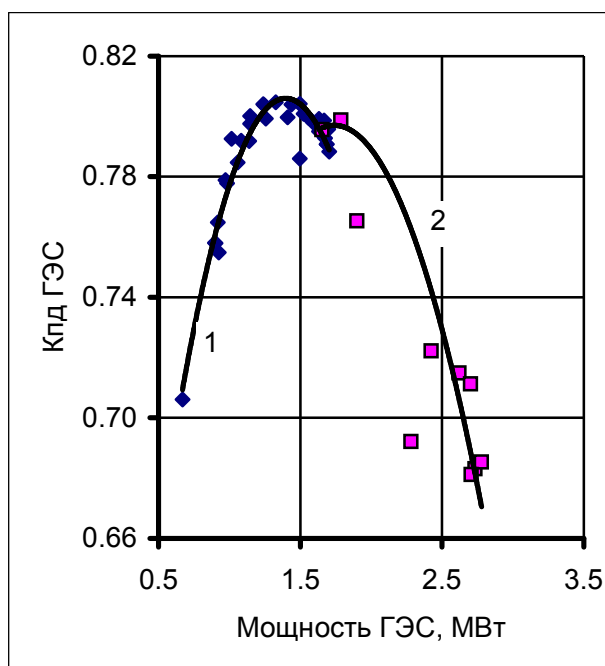


Рис. 9. Кпд блока ГЭС в зависимости от мощности при работе одного агрегата (1) и при работе двух агрегатов (2)

отклонение уставки комбинатора от фактических напоров в меньшую сторону приводит к снижению кпд турбины на 10 %, росту пульсаций давления в отсасывающей трубе и вибраций узлов агрегата.

Показательна характеристика кпд ГЭС, учитывающая не только кпд турбины и генератора, но и “кпд” напорной системы, принимаемый в виде отношения напора нетто к статическому

$$\eta_{\text{ГЭС}} = \eta_{\text{турб}} \cdot \eta_{\text{генер}} \cdot H_{\text{нетто}} / H_{\text{стат}} .$$

Если в основном регулировочном диапазоне при работе одного агрегата кпд ГЭС составляет 0,79-0,8, то при работе двух агрегатов – 0,68-0,72, что является следствием больших потерь напора в отводящем туннеле.

Конструктивные особенности и условия эксплуатации агрегатов ГЭС-34

Турбины (ЛМЗ) и генераторы (Лысьвенский турбогенераторный завод) изготовлены в 1978 г. и введены в эксплуатацию в 1997 г. Такие небольшие турбины были тогда выпущены ЛМЗ впервые.

В агрегатах применены недостаточно обоснованные конструктивные решения – зонтичные генераторы вместо подвесных, используемых обычно при высокой частоте вращения, и расположение маслоприемника не в верхней части вала генератора, а на валу гидротурбины. Такая конструкция маслоприемника является непроверенной в производстве, монтаже и эксплуатации. При длине вала турбины 4 м наличие резинового подшипника

турбины с водяной смазкой дает некоторую свободу вала за счет упругих деформаций резины, что увеличивает биение вала.

Как указывается в заключении ЗАО ГИДЭП, проводившего экспертизу состояния основного оборудования, недостаточно высокое качество изготовления ряда узлов генератора и 19-летнее хранение оборудования в не законсервированном виде отрицательно сказалось на работе гидроагрегата.

Выявлена эллипсность ротора, что могло привести к задеванию ротора за статор. Меньшая длина сердечника полюсов по сравнению с длиной сердечника статора приводит к перегреву щек полюсов, листов сердечника и подгару корпусной изоляции. Не обеспечивается эффективное охлаждение полюсов ротора. Основные причины неработоспособности агрегатов – высокая вибрация маслоприемника и биение вала в зоне турбинного подшипника – не были полностью устранены при проведении текущих и капитальных ремонтов.

За первые 95 месяцев эксплуатации агрегат № 1 не работал 40 месяцев, агрегат № 2 – 36 месяцев, в основном из-за аварийного состояния, текущих и капитальных ремонтов. Менее чем через 2 года после последнего капремонта агрегат № 2 остановлен, выведен в ремонт и в настоящее время не работает, агрегат № 1 – не в лучшем состоянии. К тому же возник некоторый уклон здания ГЭС в сторону верхнего бьефа.

Все это привело экспертов к выводу о неэффективности дальнейшей эксплуатации ГЭС-34 в сложившихся условиях, необходимости реконструкции и модернизации основного гидросилового оборудования.

Среди рекомендаций – кардинальная модернизация генератора с изменением зонтичного исполнения на подвесное, перевод турбины на работу в пропеллерном режиме с заменой вала турбины на вал без маслоприемника и модернизацией системы регулирования, замена резинового турбинного подшипника на фторопластовый.

Для этих турбин отказ от регулирования угла лопастей, по нашему мнению, нежелателен, так как из-за большого диапазона изменений напора заметно снизится средневзвешенный КПД турбины.

Выводы: 1. Каждый из агрегатов при индивидуальной работе и расчетном напоре 16 м может выдавать номинальную мощность 1700 кВт.

2. Установленная мощность ГЭС 3400 кВт не может быть достигнута, так как при работе 2-х агрегатов наибольший напор турбин нетто 14,5 м меньше расчетного из-за больших потерь напора (3,5 м) в проточном тракте станции и на кривой подпора в нижнем бьефе. Больше половины всех потерь приходится на отводящий туннель.

3. Реальная максимальная мощность ГЭС 2900 кВт определяется конструкцией отводящего туннеля и наибольшим возможным напором. Может быть получена только при максимальном уровне верхнего бьефа 182,5 м. Никакая модернизация оборудования или его полная замена этого положения не изменит. Однако для создания нормальных безаварийных условий работы агрегатов модернизация оборудования необходима.