

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации

Департамент мелиорации

Федеральное государственное бюджетное научное учреждение
Российский научно-исследовательский институт
проблем мелиорации

УДК 626/627

Косиченко Ю. М., Бондаренко В. Л., Бакланова Д. В.,
Лобанов Г. Л., Михайлов Е. Д.

Технологические схемы использования микроГЭС на деривационных
оросительных системах

Новочеркасск, 2017

Организация-депонент: ФГБНУ «Российский научно-исследовательский институт проблем мелиорации», г. Новочеркасск

Название работы: Технологические схемы использования микро-ГЭС на деривационных оросительных системах

Авторы: Косиченко Ю. М., (04.02.1948), ФГБНУ «Российский научно-исследовательский институт проблем мелиорации», г. Новочеркасск, Российская Федерация

Бондаренко В. Л., (28.09.1943), ФГБНУ «Российский научно-исследовательский институт проблем мелиорации», г. Новочеркасск, Российская Федерация

Бакланова Д. В., (17.09.1988), ФГБНУ «Российский научно-исследовательский институт проблем мелиорации», г. Новочеркасск, Российская Федерация

Лобанов Г. Л., (19.03.1940), ФГБНУ «Российский научно-исследовательский институт проблем мелиорации», г. Новочеркасск, Российская Федерация

Михайлов Е. Д., (01.12.1990), ФГБНУ «Российский научно-исследовательский институт проблем мелиорации», г. Новочеркасск, Российская Федерация

Реферат: Рассмотрены различные технологические схемы использования микроГЭС на деривации оросительных систем, указана их область применения, требования к водисточнику, подготовительные работы для устройства микроГЭС и приведены схемы их использования на участках деривации оросительных систем с трубопроводом, на дождевальных машинах, а также на сопрягающих гидротехнических сооружениях оросительных систем (быстроток, перепад и т. п.). Подготовленные материалы могут быть использованы проектными и эксплуатационными организациями Минсельхоза России при техническом совершенствовании и создании энергоэффективных (низкоэнергоемких) оросительных систем, что может быть достигнуто путем снижения затрат на оплату электроэнергии за счет использования внутрисистемных микроГЭС различной мощности (от 5 до 100 кВт).

Ключевые слова: микроГЭС, гидротехнические сооружения, деривация, оросительная система, технологические схемы

Язык: рус.

Страниц: 33

Ил.: да

Библ.: 6

Title: Technological schemes of using micro Hydropower Stations on derivational irrigation systems

Authors: Kosichenko Yu. M., Bondarenko V. L., Baklanova D. V., Lobanov G. L., Mikhailov Ye. D., Federal state budget scientific establishment «The Russian scientific research institute of land improvement problems», Novocherkassk, Russian Federation

Abstract: Various technological schemes for using micro hydropower stations on derivation of irrigation systems are considered, their scope of application, requirements for the source of water, preparatory work for micro hydropower plant installation, and the schemes for their use on the derivation plots of irrigation systems with a pipeline, on sprinkler systems, as well as on transition hydraulic structures of irrigation systems (chute, gradients, etc.). The prepared materials can be used by design and operating organizations of Ministry of Agriculture of Russia by technological improvement and creation of energy-efficient (low-energy) irrigation systems, which can be achieved by reduction in expenses for electricity using intrasystem micro hydropower stations of various capacities (5 to 100 kW).

Key words: micro hydropower station, hydraulic structures, derivation, irrigation system, technological schemes.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 5 |
| 1 Область применения | 6 |
| 2 Термины и определения | 6 |
| 3 Основные требования к водистоичнику для устройства микроГЭС | 8 |
| 3.1 Общие требования к расположению микроГЭС на водотоке | 8 |
| 3.2 Требования к водности и режимам уровней воды..... | 9 |
| 4 Подготовительные работы по устройству микроГЭС..... | 11 |
| 4.1 Исходные гидрологические данные для гидроэнергетических расчетов..... | 11 |
| 4.2 Оценка гидроэнергетических ресурсов на водотоке | 13 |
| 4.3 Оценка потребностей в электроэнергии | 18 |
| 4.4 Особенности производства работ по устройству микроГЭС | 18 |
| 5 Технологические схемы использования микроГЭС на деривационных оросительных системах предгорных территорий..... | 19 |
| 5.1 Технологические схемы использования микроГЭС на участках деривации оросительных систем с трубопроводом | 19 |
| 5.2 Технологическая схема использования микроГЭС на открытых каналах деривационных оросительных систем | 23 |
| 5.3 Технологические схемы использования микроГЭС на гидротехнических сооружениях деривационных оросительных систем | 24 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 25 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 26 |
| Приложение А Перечень и краткая характеристика функционирующих оросительных систем, существующих гидротехнических сооружений, гидроузлов и рек, на которых перспективно устройство малых и микроГЭС для выработки электроэнергии..... | 27 |

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время при использовании различной дождевальной техники на орошаемых землях одной из наиболее затратных статей является плата за электроэнергию, получаемая от государства, в связи с этим потребовалась разработка технологических схем использования потенциальной энергии деривации оросительных систем для выработки электрической энергии, используемой в дальнейшем для внутрисистемных потребностей. Создание низкоэнергоемких оросительных систем в предгорных районах может быть достигнуто использованием высокоэффективного гидроэнергетического оборудования – микроГЭС (мощностью от 5 до 100 кВт), что, безусловно, важно как в условиях повышения цен на энергоресурсы, так и при переходе к устойчивому экологически чистому энергообеспечению.

Разработанные технологические схемы использования микроГЭС на деривационных оросительных системах предгорных территорий содержат область применения, термины и определения, требования к водоисточнику, подготовительные работы для устройства микроГЭС, а также схемы их использования на участках деривации оросительных систем с трубопроводом, на открытых каналах, на гидротехнических сооружениях оросительных систем.

1 Область применения

1.1 Настоящие технологические схемы использования микроГЭС на деривационных оросительных системах (далее – технологические схемы):

- разработаны в соответствии с ГОСТ Р 51238-98 [1], ГОСТ Р 55260.4.1-2013 [2], ГОСТ Р 53905-2010 [3] для микроГЭС с установленной мощностью до 100 кВт (с пропеллерным, диагональным и ковшовым рабочим колесом);

- предназначены для использования в проектных и эксплуатирующих организациях Департамента мелиорации Минсельхоза России при создании микроГЭС на деривационных оросительных системах.

1.2 Настоящие технологические схемы распространяются на деривационные оросительные системы с перепадами уровней воды более 10 м/км.

2 Термины и определения

В настоящих технологических схемах применены следующие термины с соответствующими определениями:

- гидротехнические сооружения – плотины, здания гидроэлектростанций, водосбросные, водоспускные и водовыпускные сооружения, туннели, каналы, насосные станции, судоходные шлюзы, судоподъемники; сооружения, предназначенные для защиты от наводнений, разрушений берегов и дна водохранилищ, рек; сооружения (дамбы), ограждающие хранилища жидких отходов промышленных и сельскохозяйственных организаций; устройства от размывов на каналах, а также другие сооружения, здания, устройства и иные объекты, предназначенные для использования водных ресурсов и предотвращения негативного воздействия вод и жидких отходов, за исключением объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, предусмотренных Федеральным законом от 7 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» [4];

- гидроагрегат – комплекс устройств, предназначенных для преобразования энергии воды в электрическую энергию [1];
- гидроэлектростанция – комплекс сооружений и оборудования, преобразующих гравитационную энергию воды в электрическую энергию [1];
- микрогидроэлектростанция, микроГЭС – гидроэлектростанция с установленной мощностью до 100 кВт [1];
- установленная мощность ГЭС – сумма номинальных мощностей, установленных на ГЭС гидроустановок [1];
- деривационная ГЭС – ГЭС, в которой напор создается за счет естественного перепада уровней водотока при напорной или безнапорной деривации;
- водоток – водный объект, характеризующийся движением воды в направлении уклона в углублении земной поверхности [5];
- уровень воды – высота поверхности воды в водном объекте над условной горизонтальной плоскостью сравнения [5];
- сток – движение воды по поверхности земли, а также в толще почв и горных пород в процессе круговорота ее в природе [5];
- модуль стока – количество воды, стекающее с единицы площади водосбора в единицу времени [5];
- паводок – фаза водного режима реки, которая может многократно повторяться в различные сезоны года, характеризуется интенсивным обычно кратковременным увеличением расходов и уровней воды и вызывается дождями или снеготаянием во время оттепелей;
- оросительная система – система гидротехнических сооружений для орошения земель [6];
- напор – давление воды, выражаемое высотой водяного столба над рассматриваемым уровнем [6];
- водосброс – гидротехническое сооружение для пропуска воды, сбрасываемой из верхнего бьефа во избежание его переполнения [6];
- канал – искусственный открытый водовод в земляной выемке или

насыпи [6];

- деривация – система водоводов для отвода воды из естественного русла с целью создания сосредоточенного перепада уровней воды [6].

3 Основные требования к водисточнику для устройства микроГЭС

3.1 Общие требования к расположению микроГЭС на водотоке

Расположение сооружений микроГЭС на водотоке обуславливают следующие факторы:

- створы микроГЭС должны располагаться вне особо охраняемых территорий;

- водозабор микроГЭС должен располагаться на максимально высоких отметках, доступных для подъезда, монтажа и обслуживания;

- наиболее предпочтительными участками размещения микроГЭС являются реки и каналы оросительных систем с падением уровня воды более 10 м/км;

- на берегу реки или канала необходимо наличие площадки, достаточной для размещения водозабора микроГЭС и возведения их насухо на прочном основании;

- наличие ниже по течению площадки для размещения микроГЭС в месте, доступном для подъезда, монтажа и обслуживания;

- в случае расположения микроГЭС на реке или канале с большим количеством наносов следует предусмотреть возможность забора воды из гидроциклонов, отстойников, уравнильных резервуаров и других сооружений;

- водозабор микроГЭС необходимо располагать в зонах, не подверженных закупорке шугой, льдом или мусором, он должен быть оборудован съемными решетками.

3.2 Требования к водности и режимам уровней воды

Для использования гидравлической энергии водотоков (реки или канала оросительной системы) на микроГЭС необходимо иметь:

- перепад уровней воды (напор);
- достаточную водность потока (расход).

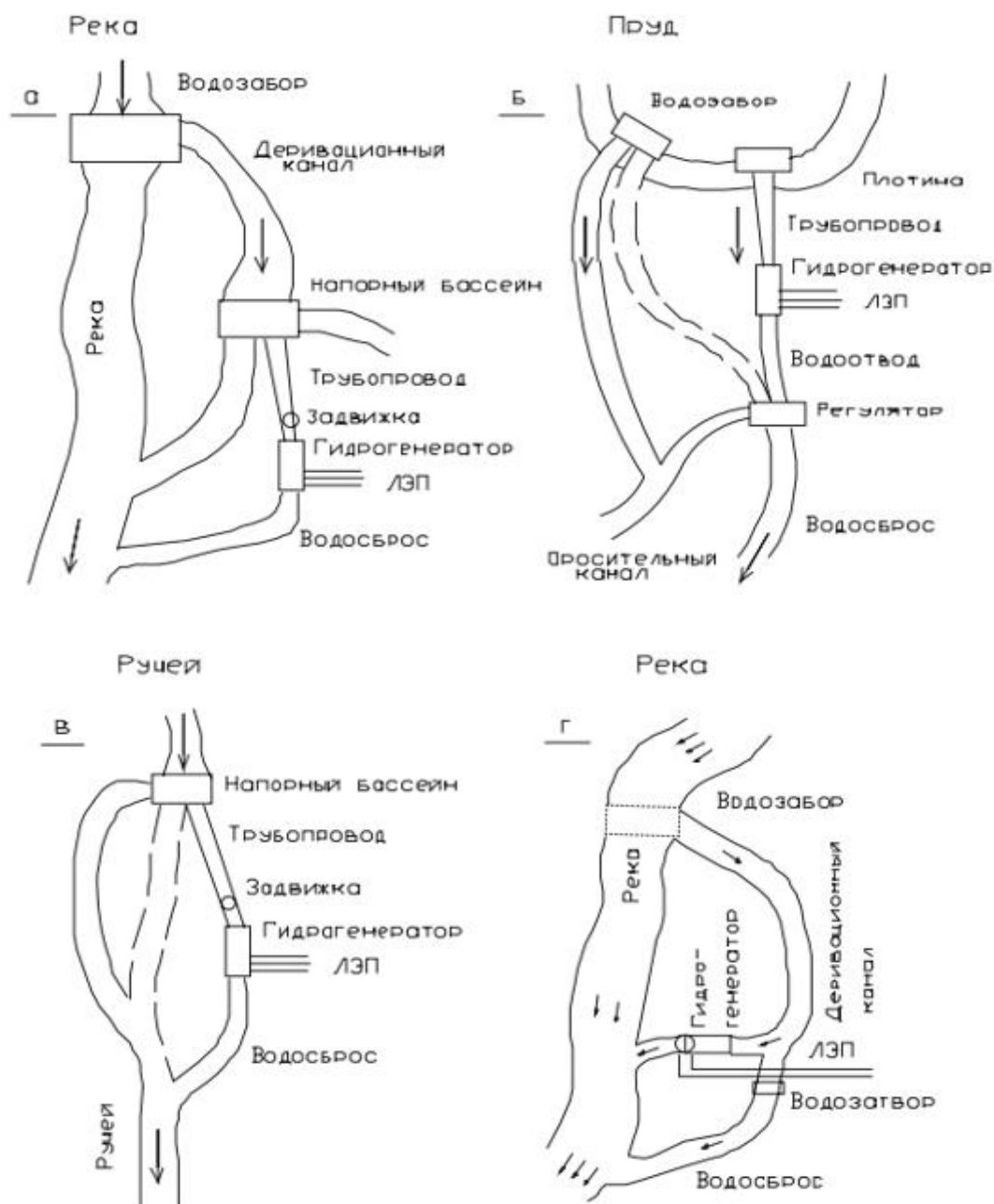
Данные характеристики в значительной мере зависят от гидрологических, метеорологических, топографических, временных и других условий.

Основное требование к уровенному режиму – в период выработки электроэнергии водозабор микроГЭС должен функционировать при любых уровнях воды в водоисточнике (канале оросительной системы, реке), от самого низкого, минимального (маловодье) до самого высокого, форсированного (уровень паводков).

Для обеспечения подачи необходимого объема воды на гидроагрегат необходим напор воды, который может быть получен за счет разницы отметок уровней воды (рисунок 1).

Создание напора на водотоке по деривационной схеме можно осуществить следующим образом:

- деривация вдоль реки (применяют на реках со значительными уклонами и скоростями течения);
- деривация на спрямлении русла реки (спрямляя деривацией излучины реки можно получить значительные напоры для микроГЭС);
- деривация из русла реки или оросительного канала по водоводу, имеющему меньший продольный уклон. Вследствие различия уклонов деривационного водовода и русла водотока уровень воды в конце водовода будет выше уровня воды в реке или канале. Этой разницей уровней создается значительный напор для микроГЭС;
- деривация на канале перед входом в быстроток (перепад, водосброс, концевой сброс канала и др. внутрисистемные гидротехнические сооружения).



а – на реке мощностью более 3 кВт и напором от 3 м; б – на низкой плотине пруда мощностью до 3 кВт; в – на ручье с напорным трубопроводом, мощностью до 2 кВт; г – с вертикальным валом и низким напором

Рисунок 1 – Типовые схемы создания напора и размещения микроГЭС

Трасса деривационного канала должна проводиться по наиболее приемлемому предгорному участку с точки зрения воздействия на окружающую среду и заканчиваться напорным бассейном, из которого вода по напорным водоводам подается на микроГЭС. От турбин вода отводится обратно в русло канала или реки.

4 Подготовительные работы по устройству микроГЭС

4.1 Исходные гидрологические данные для гидроэнергетических расчетов

Для определения основных параметров микроГЭС, пристраиваемых к водохозяйственным объектам, необходимы следующие исходные данные:

- многолетний ряд наблюдений за стоком реки в нижнем бьефе или внутригодовое распределение попусков в расчетном маловодном году и году 50 %-й обеспеченности;

- уровенный режим реки, водохранилища или канала;
- кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q = f(z)$;
- данные по основным характеристикам водотока.

К основным характеристикам поверхностных водотоков относятся:

- сток реки – объем воды, протекающей через данное сечение реки (гидрометрический створ) за определенный промежуток времени (сутки, месяц, сезон, год). Сток изучается путем систематических изменений уровней и расходов Q , м³/с, в постоянных створах:

$$Q = v \cdot \omega, \quad (1)$$

где v – средняя скорость потока, измеренная в изучаемом створе, м/с;

ω – площадь поперечного сечения створа, м²;

- среднегодовой расход воды $Q_{cp.g}$, м³/с:

$$Q_{cp.g} = \sum_{i=1}^T Q_i / T, \quad (2)$$

где $\sum_{i=1}^T Q_i$ – сумма среднесуточных расходов воды за год, м³/с;

T – число суток в году ($T = 365$ или 366), шт.;

- годовой сток V , м³:

$$V = Q_{cp.g} \cdot 31,54 \cdot 10^6. \quad (3)$$

- средний многолетний объем годового стока V_0 , м³:

$$V_0 = (V_1 + V_2 + \dots + V_n) / n, \quad (4)$$

где V_1, V_2, \dots, V_n – объемы стока за отдельные годы, м^3 ;

n – число лет периода;

- средний многолетний расход воды Q_0 , $\text{м}^3/\text{с}$:

$$Q_0 = \frac{\sum_1^n Q_{cp.z}}{n} = \frac{V_0}{31,54 \cdot 10^6}; \quad (5)$$

- модуль среднегодового стока M_0 , $\text{л}/\text{с} \cdot \text{км}^2$:

$$M_0 = \frac{1000 \cdot Q_0}{F} = \frac{1000 \cdot V_0}{31,54 \cdot 10^6 \cdot F}, \quad (6)$$

где F – площадь водосбора бассейна реки для рассматриваемого створа, км^2 ;

- модульный коэффициент годового стока k_i :

$$k_i = Q_{cp.z_i} / Q_0 = W_i / W_0, \quad (7)$$

где i – порядковый номер.

При большой длительности ряда величины Q_0 , V_0 и M_0 принимаются за норму стока. Практически за норму стока принимается среднее значение, полученное по ряду 40–60 лет, если в этот ряд входят не менее двух циклов колебаний водности реки при неизменных географических условиях и одинаковом уровне хозяйственной деятельности в бассейне реки. При отсутствии непосредственных измерений характеристик стока нормы определяются по картам изолиний модуля стока, составленных для территории всей страны и помещенных в соответствующих справочниках. Общей задачей гидрологических расчетов при проектировании гидроэнергетических объектов является не только определение нормы стока, но и его возможных колебаний в период эксплуатации микроГЭС. Изменчивость годового стока характеризуется коэффициентом вариации C_v , который представляет собой нормированное среднеквадратичное отклонение σ / M_0 годового стока и служит мерой оценки колебания годового стока относительно его нормы:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (k_i - 1)^2}{n - 1}}. \quad (8)$$

Для определения закона распределения годового стока и расчета вероятности появления той или иной величины стоковой характеристики необходимо определение коэффициента асимметрии C_s , который характеризует несимметричность ряда исследуемых величин стока относительно их нормы или центра распределения:

$$C_s = \frac{\sum (k_i - 1)^3}{n \cdot C_v^3}. \quad (9)$$

Вычисление сколько-нибудь надежной величины C_s для годового стока требует натуральных данных о стоке более чем за 60 лет, поэтому величину C_s часто принимают равной $2 \cdot C_v$. Однако для рек засушливых областей $C_s = (1-1,5) C_v$, а для рек, вытекающих из озер, обычно $C_s > 2 \cdot C_v$.

Далее по трем параметрам (M_0 , C_v , C_s) подбирается теоретическая кривая распределения, которая выражается в интегральном виде – в форме кривой обеспеченности, по которой определяется расчетный (заданной обеспеченности) расход воды для определения установленной мощности микроГЭС.

4.2 Оценка гидроэнергетических ресурсов на водотоке

Оценка гидроэнергетических ресурсов на водотоке, а также на сетевых ГЭС должна выполняться на основе результатов полевых обследований и топографических карт масштаба 1:10000 или 1:25000. В задачу оценки гидроэнергетических ресурсов входит определение энергии и мощности отдельных участков реки, канала или ГЭС. Рассматривая участок реки или канала между двумя выбранными сечениями 1–1 и 2–2, предполагается, что в течении времени t , с, через произвольно избранное поперечное сечение 1–1 русла пройдет объем воды W , м³, с расходом Q , м³/с, т. е.

$W = Q \cdot t$. Полная энергия руслового потока воды в рассматриваемом сечении 1–1 русла \mathcal{E}_1 , Дж, определяется по уравнению Бернулли:

$$\mathcal{E}_1 = \left(Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{\alpha_1 \cdot V_1^2}{2 \cdot g} \right) \cdot W \cdot \rho \cdot g = \left(Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{\alpha_1 \cdot V_1^2}{2 \cdot g} \right) \cdot Q \cdot t \cdot \rho \cdot g, \quad (10)$$

где Z_1 – расстояние от свободной поверхности до плоскости сравнения, м;

P_1 – давление на свободную поверхность, Н/м²;

ρ – плотность воды, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

α_1 – коэффициенты Кариолиса;

V_1 – скорость потока в сечении 1–1, м/с;

t – время, с.

Энергия этого же объема воды W , переместившегося на расстояние L , м, вниз по течению канала или реки в сечении 2–2 \mathcal{E}_2 , Дж, определяется аналогичным выражением:

$$\mathcal{E}_2 = \left(Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\alpha_2 \cdot V_2^2}{2 \cdot g} \right) \cdot W \cdot \rho \cdot g = \left(Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\alpha_2 \cdot V_2^2}{2 \cdot g} \right) \cdot Q \cdot t \cdot \rho \cdot g, \quad (11)$$

где Z_2 – расстояние от свободной поверхности до плоскости сравнения, м;

P_2 – давление на свободную поверхность, Н/м²;

α_2 – коэффициенты Кариолиса;

V_2 – скорость потока в сечении 2–2, м/с.

Энергия руслового потока воды на рассматриваемом участке канала между сечениями 1–1 и 2–2 определяется разностью величин \mathcal{E}_1 и \mathcal{E}_2 :

$$\mathcal{E}_{\text{уч}} = \mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2 = \left(Z_1 - Z_2 + \frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\alpha_1 \cdot V_1^2 - \alpha_2 \cdot V_2^2}{2 \cdot g} \right) \cdot Q \cdot t \cdot \rho \cdot g. \quad (12)$$

Мощность водного потока $N_{\text{уч}}$, кВт, на рассматриваемом участке канала определяется выражением:

$$N_{\text{уч}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{уч}}}{t} = \left(Z_1 - Z_2 + \frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\alpha_1 \cdot V_1^2 - \alpha_2 \cdot V_2^2}{2 \cdot g} \right) \cdot Q \cdot \rho \cdot g, \quad (13)$$

где $Z_1 - Z_2$ – характеризует изменение энергии высотного положения;

$\frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g}$ – характеризует изменение энергии давления;

$\frac{\alpha_1 \cdot V_1^2 - \alpha_2 \cdot V_2^2}{2 \cdot g}$ – характеризует изменение кинетической энергии потока.

В реальных условиях Z_1 и Z_2 относятся к свободной поверхности руслового потока и разностью $Z_1 - Z_2$ определяют падение уровня свободной поверхности руслового потока в пределах рассматриваемого участка $H_{\text{уч}}$, тогда энергия руслового потока на расчетном участке реки или канала $\mathcal{E}_{\text{уч}}$, кВт·ч, определяется выражением:

$$\mathcal{E}_{\text{уч}} = H_{\text{уч}} \cdot W \cdot \rho \cdot g. \quad (14)$$

Мощность водного потока на расчетном участке реки или канала $N_{\text{уч}}$, кВт, равна:

$$N_{\text{уч}} = H_{\text{уч}} \cdot Q \cdot \rho \cdot g. \quad (15)$$

С учетом соотношения $1 \text{ кВт} = 102 \text{ кгс} \cdot \text{м/с}$ и плотности воды $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ выражение для мощности примет вид:

$$N_{\text{уч}} = 9,81 \cdot H_{\text{уч}} \cdot Q. \quad (16)$$

Расчет выработки электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$, кВт·ч, производится по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \frac{H_{\text{нетто}} \cdot W \cdot \eta_{\text{эн.обор}}}{367,2}, \quad (17)$$

где $H_{\text{нетто}}$ – напор воды, подведенный к гидротурбине, м;

$\eta_{\text{эн.обор}}$ – КПД гидроэнергетического оборудования.

Напор воды, подведенный к гидротурбине, определяется по формуле:

$$H_{\text{нетто}} = H_{\text{бр}} - \sum h_{\text{пот}}, \quad (18)$$

где $H_{\text{бр}}$ – действующий напор, м;

$\sum h_{\text{пот}}$ – сумма гидравлических потерь напора воды, м.

КПД гидроэнергетического оборудования определяется по следующей формуле:

$$\eta_{\text{эн.обор}} = \eta_{\text{турб}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{ген}} \cdot \eta_{\text{тр}} = 0,7, \quad (19)$$

где $\eta_{\text{турб}}$ – КПД турбины составляет 0,9;

$\eta_{\text{мех}}$ – КПД механической передачи составляет 0,85;

$\eta_{\text{ген}}$ – КПД генератора составляет 0,94;

$\eta_{\text{тр}}$ – КПД трансформатора составляет 0,98.

Действующий напор определяется по формуле:

$$H_{\text{бр}} = \left(H_{\text{ст}} + \frac{\alpha_1 \cdot V_1^2 - \alpha_2 \cdot V_2^2}{2 \cdot g} \right), \quad (20)$$

где $H_{\text{ст}}$ – разность статических уровней воды в верхнем и нижнем бьефах рассматриваемого сооружения, м.

Мощность гидроэлектростанции $N_{\text{ГЭС}}$, кВт, определяется по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = 9,81 \cdot H_{\text{нетто}} \cdot Q \cdot \eta_{\text{эн.обор}}. \quad (21)$$

Удельное потребление воды гидроэлектростанцией на выработку 1 кВт·ч электроэнергии или 1 кВт мощности выражается величинами удельного объема воды $\omega_{\text{уд}} = W/\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$, м³/кВт·ч, и удельного расхода воды $q_{\text{уд}} = Q/N_{\text{ГЭС}}$, м³/с на 1 кВт, что приводит к выражениям:

$$\omega_{\text{уд}} = \frac{367,2}{H_{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{эн.обор}}}, \quad (22)$$

$$q_{\text{уд}} = \frac{1}{9,81 \cdot H_{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{эн.обор}}}. \quad (23)$$

Величины удельной выработки электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{уд}}$, кВт·ч/м³, и

удельной мощности $N_{уд}$, кВт·с/м³, определяется обратными величинами $\omega_{уд}$ и $q_{уд}$:

$$\mathcal{E}_{уд} = \frac{H_{нетто} \cdot \eta_{эн.обор}}{367,2}, \quad (24)$$

$$N_{уд} = 9,81 \cdot H_{нетто} \cdot \eta_{эн.обор}. \quad (25)$$

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы реки или ее отдельного участка канала подсчитывают без учета потерь, которые имеются при преобразовании энергии водного потока в электрическую энергию. Потенциальные ресурсы водной энергии характеризуются величиной среднегодовой потенциальной мощности $H_{пот}$, кВт, или среднегодовой потенциальной энергией $\mathcal{E}_{пот}$, кВт·ч, которая подсчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{пот} = 8760 \cdot N_{пот}. \quad (26)$$

Получаемые величины мощности и энергии относятся к протяженности рассматриваемого участка для определения удельных значений гидроэнергетических ресурсов на единицу длины водотока. Определенные таким образом величины являются основой для построения кадастрового графика гидроэнергетических ресурсов рассматриваемого водотока (рисунок 2).

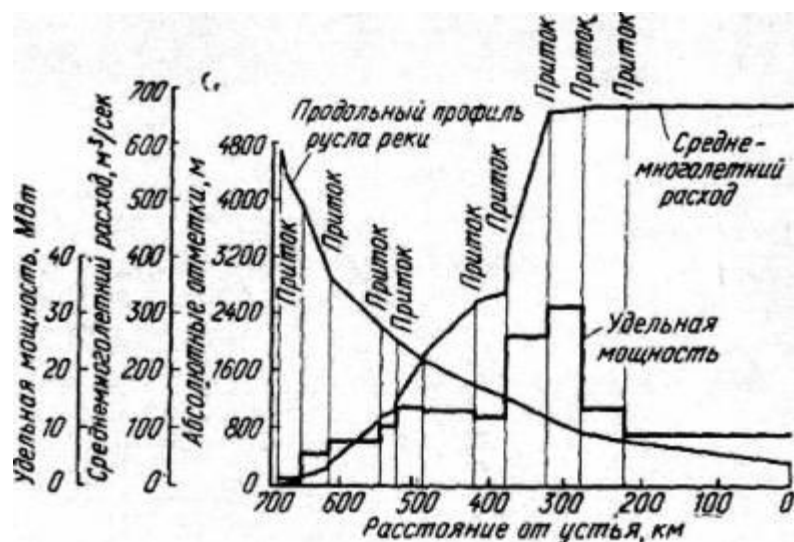


Рисунок 2 – Кадастровый график гидроэнергетических ресурсов водотока

Для существующих и вновь строящихся обводнительно-оросительных систем на водосборных территориях можно определить среднегодовой расход, $Q_{\text{ср}}$, м³/с:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{h_{\text{ср}} \cdot F_{\text{вод}}}{1000 \cdot T_{\text{год}}}, \quad (27)$$

где $h_{\text{ср}}$ – средний слой стока составляет, мм;

$F_{\text{вод}}$ – площадь водосбора, м²;

$T_{\text{год}}$ – число секунд в году, шт.

Зная при этом напор, можно определять количество электроэнергии, которую можно получить на водосборной территории.

4.3 Оценка потребностей в электроэнергии

Оценку потребностей в электроэнергии необходимо проводить для того, чтобы определить достаточность мощности микроГЭС для обеспечения внутрисистемных потребностей в электричестве (для работы дождевальными машинами и насосными станциями). При использовании электричества в собственной сети оросительной системы (для обеспечения работы внутрисистемных насосных станций, дождевальных машин и т. д.) расчеты необходимо вести по соотношению потребления и производства электричества. При этом необходимо учитывать удельные показатели потребления электроэнергии одной дождевальной машиной или насосной станцией и т. п. Расход электроэнергии на одну дождевальную машину составляет около 1,7–6,5 кВт·ч в сутки. Количество электроэнергии, потребляемой одной насосной станцией, зависит от ее производительности, напора, а также от совершенства модели выбранного насоса (его КПД).

4.4 Особенности производства работ по устройству микроГЭС

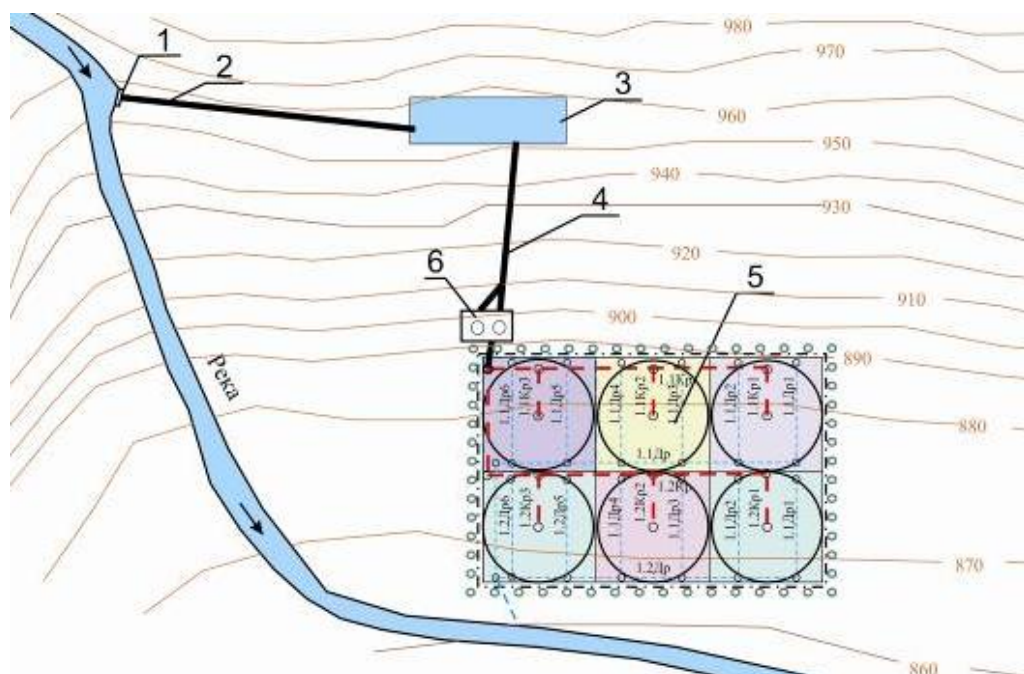
При сооружении микроГЭС в составе оросительных систем все подготовительные и строительные работы должны вестись подрядными орга-

низациями при участии специализированных организаций в монтаже оборудования. При размещении микроГЭС на эксплуатируемых оросительных системах строительные работы целесообразно вести экспедиционным или вахтовым методом. Ввиду малого объема работ по устройству микроГЭС эти работы выполняются весной или осенью до пуска воды в оросительную сеть или после опорожнения каналов оросительной системы.

5 Технологические схемы использования микроГЭС на деривационных оросительных системах предгорных территорий

5.1 Технологические схемы использования микроГЭС на участках деривации оросительных систем с трубопроводом

При устройстве микроГЭС на участке деривации оросительной системы с трубопроводом забор воды осуществляется из реки и транспортируется по трубопроводу до бассейна суточного регулирования, в котором вода под воздействием солнечной энергии подогрывается до приемлемой температуры для полива (рисунок 3).

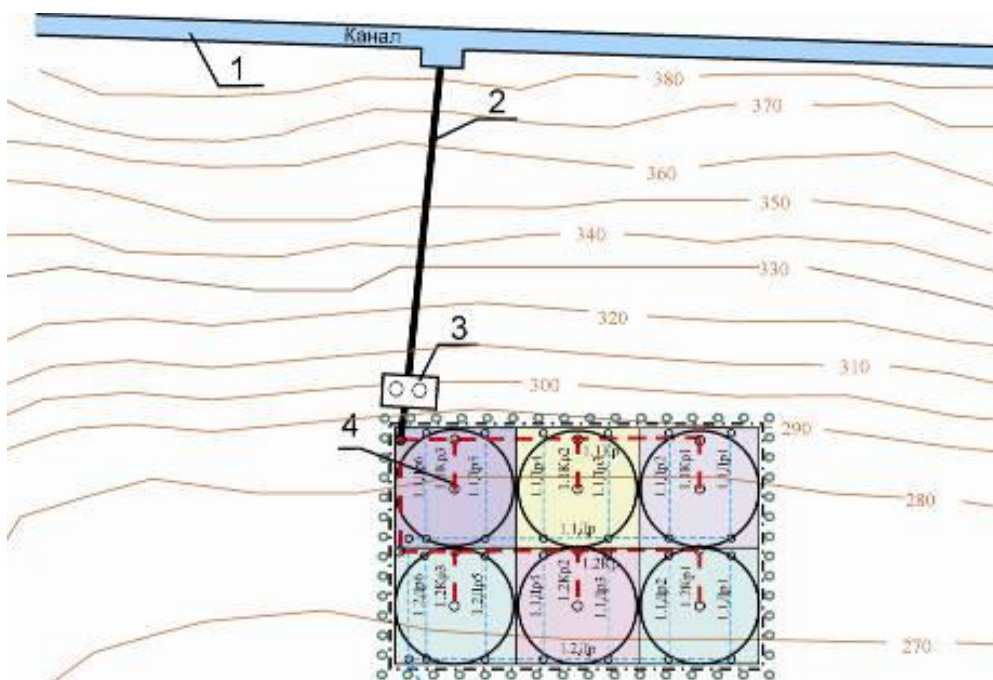


1 – водозаборное сооружение; 2 – деривационный трубопровод; 3 – бассейн суточного регулирования; 4 – напорный трубопровод; 5 – орошаемый участок; 6 – здание микроГЭС

Рисунок 3 – Технологическая схема использования микроГЭС на участке деривации оросительной системы с трубопроводом с последовательным соединением микроГЭС и дождевальными машинами

Из бассейна суточного регулирования, установленного на расчетной отметке из условия создания необходимого напора, по напорному трубопроводу вода подается на микроГЭС, откуда по напорному трубопроводу поступает на дождевальные машины, т. е. схема работы последовательная.

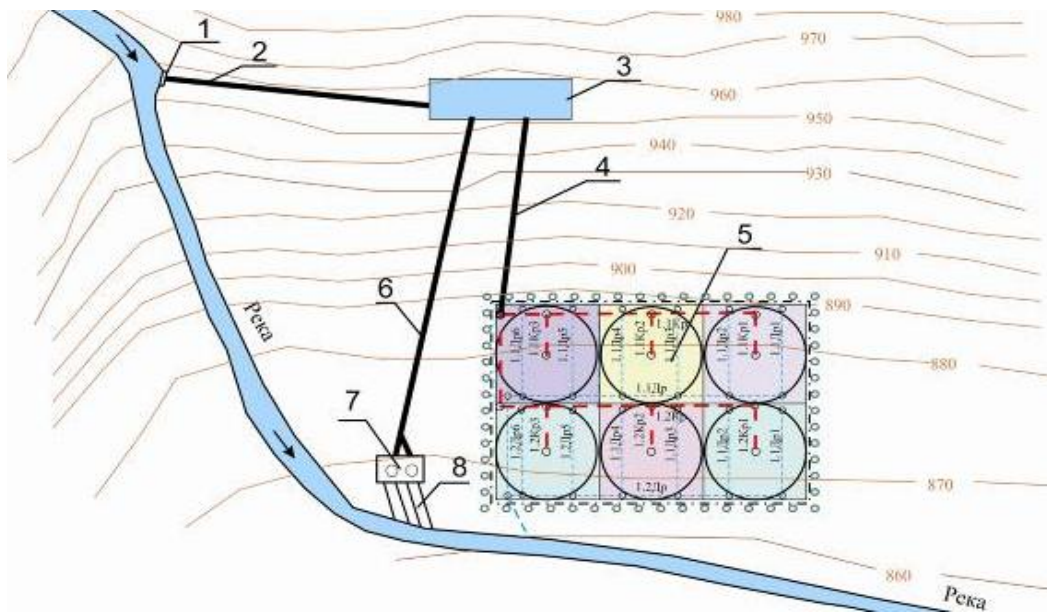
На рисунке 4 приведена технологическая схема использования микроГЭС, где водоисточником является канал.



1 – канал; 2 – трубопровод; 3 – микроГЭС; 4 – дождевальная машина

Рисунок 4 – Технологическая схема использования микроГЭС на канале оросительной системы с последовательным соединением микроГЭС и дождевальных машин

На рисунке 5 представлена технологическая схема деривационной оросительной системы, когда микроГЭС подключена параллельно к дождевальным машинам, при этом подача и сброс воды в водоисточник осуществляется по отдельному трубопроводу.



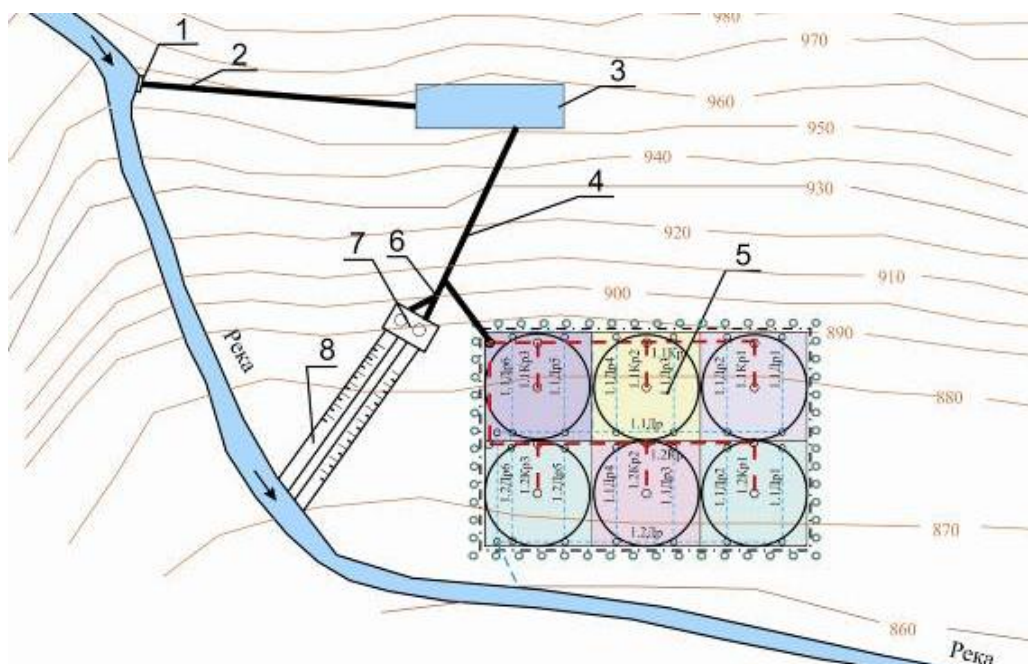
1 – водозаборное сооружение; 2 – деривационный трубопровод;
 3 – бассейн суточного регулирования; 4 – напорный трубопровод
 к дождевальным машинам; 5 – орошаемый участок; 6 – напорный трубопровод
 к микроГЭС; 7 – здание микроГЭС; 8 – отводящий канал

Рисунок 5 – Технологическая схема использования микроГЭС на участке деривации оросительной системы с трубопроводом с параллельным соединением микроГЭС и дождевальных машин

Независимое подключение микроГЭС к водоисточнику позволяет получать электроэнергию для внутрисистемных нужд при неработающих дождевальных машинах.

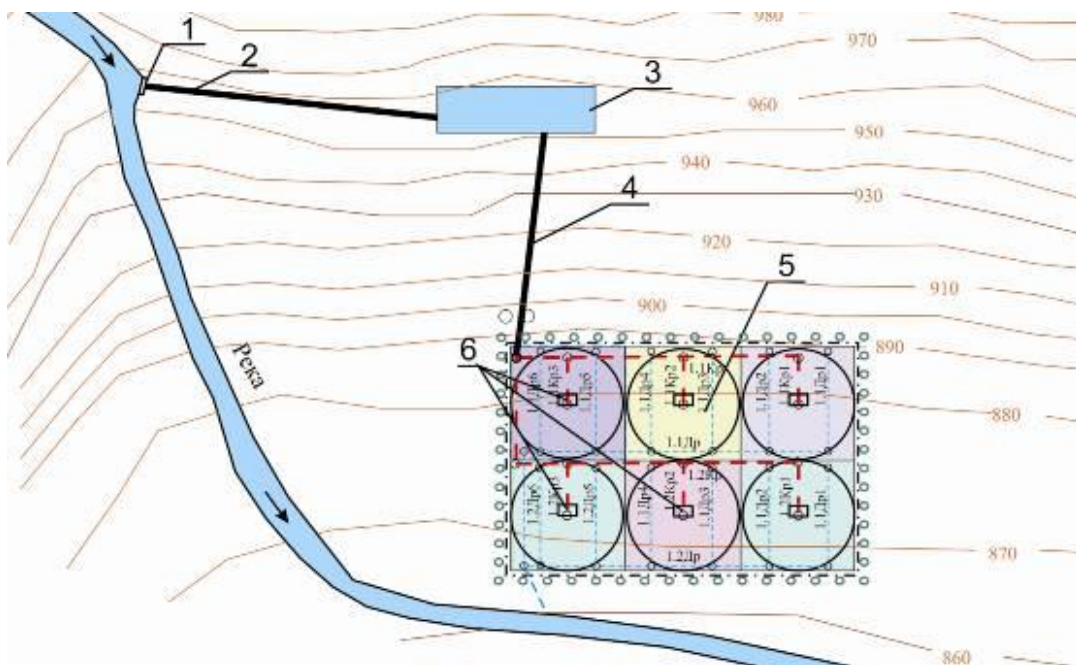
На рисунке 6 представлена аналогичная схема, но начальный участок трубопровода подает воду и на орошаемый участок и на микроГЭС, тем самым уменьшаются затраты на строительство комплекса сооружений.

На рисунках 7 и 8 представлены технологические схемы деривационной оросительной системы с установкой микроГЭС непосредственно на дождевальной машине. При этом мощность микроГЭС зависит от расхода дождевальной машины и количества тележек.



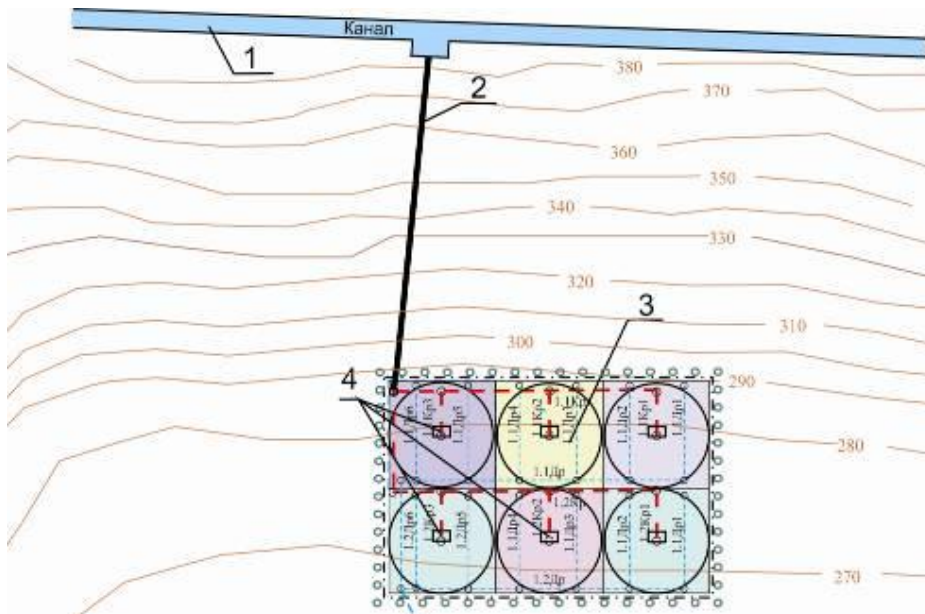
1 – водозаборное сооружение; 2 – деривационный трубопровод; 3 – бассейн суточного регулирования; 4 – напорный трубопровод; 5 – орошаемый участок; 6 – напорный трубопровод к микроГЭС; 7 – здание микроГЭС; 8 – отводящий канал

Рисунок 6 – Технологическая схема использования микроГЭС на участке деривации оросительной системы с трубопроводом с параллельным соединением микроГЭС и дождевальная машины



1 – водозаборное сооружение; 2 – деривационный трубопровод; 3 – бассейн суточного регулирования; 4 – напорный трубопровод; 5 – орошаемый участок; 6 – микроГЭС на дождевальная машине

Рисунок 7 – Технологическая схема использования микроГЭС на участке деривации оросительной системы с трубопроводом непосредственно на дождевальная машине

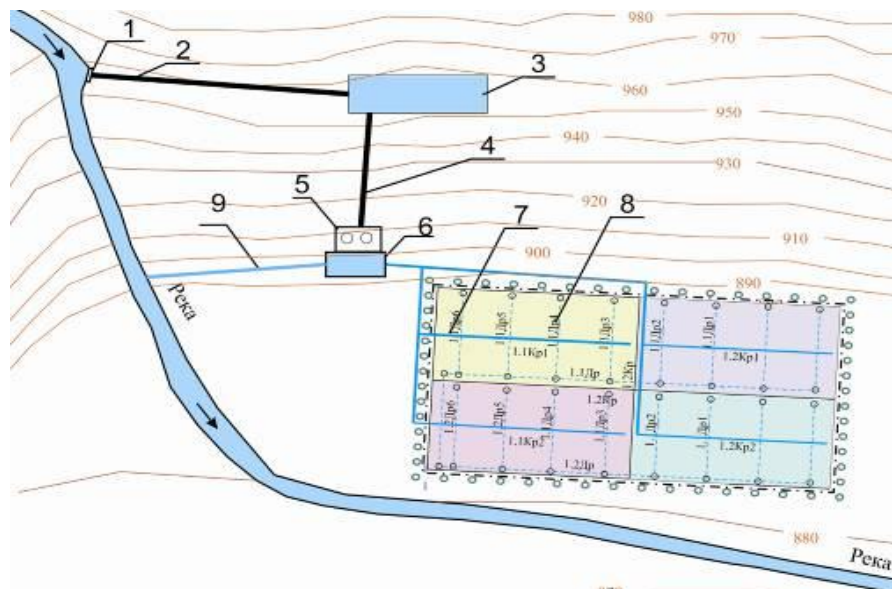


1 – канал; 2 – трубопровод; 3 – орошаемый участок; 4 – микроГЭС на дождевальной машине

Рисунок 8 – Технологическая схема использования микроГЭС на участке деривации оросительной системы с трубопроводом непосредственно на дождевальной машине

5.2 Технологическая схема использования микроГЭС на открытых каналах деривационных оросительных систем

На рисунке 9 представлена технологическая схема использования микроГЭС на открытой оросительной сети.

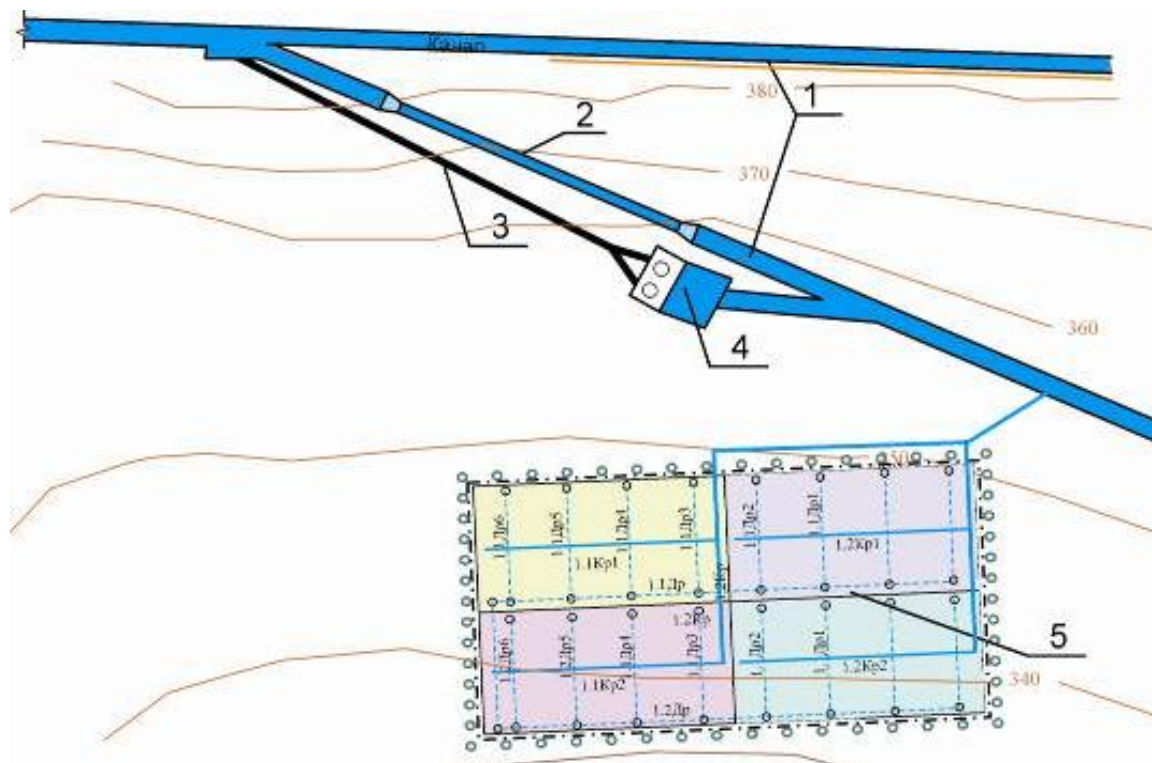


1 – водозаборное сооружение; 2 – деривационный трубопровод; 3 – бассейн суточного регулирования; 4 – напорный трубопровод; 5 – здание микроЭС; 6 – шлюз регулятор; 7 – канал; 8 – орошаемый участок; 9 – сбросной канал

Рисунок 9 – Технологическая схема использования микроГЭС на открытых каналах

5.3 Технологические схемы использования микроГЭС на гидротехнических сооружениях деривационных оросительных систем

На рисунке 10 представлена технологическая схема использования микроГЭС на сопрягающем сооружении (быстроток, сброс) канала.



1 – канал; 2 – сопрягающее сооружение; 3 – деривационный участок;
4 – здание микроГЭС; 5 – орошаемый участок

Рисунок 10 – Технологическая схема использования микроГЭС на сопрягающем сооружении канала

Вода по подводящему каналу поступает в аванкамеру и деривационный участок, откуда направляется на микроГЭС и через отводящий канал возвращается в канал. Аналогичные технологические схемы могут быть использованы и на любых других сопрягающих сооружениях, имеющих перепад уровней воды более 10 м/км.

В приложении А приведен перечень и краткая характеристика существующих оросительных систем, гидротехнических сооружений и гидрозвулов, на которых перспективно устройство малых и микроГЭС для выработки электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технологические схемы использования микроГЭС на деривационных оросительных системах разработаны в развитие Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности...» и предназначены для применения проектными и эксплуатационными организациями Департамента мелиорации Минсельхоза России.

В технологических схемах использования микроГЭС проработан вопрос устройства микроГЭС при водохранилищах неэнергетического назначения, на участках сосредоточенных перепадов каналов, сопрягающих гидротехнических сооружениях оросительных систем, кроме того, микроГЭС можно использовать не только на участках деривации оросительных систем, но и в составе дождевальных машин.

Таким образом, развитие использования микроГЭС на оросительных системах в предгорных районах будет способствовать созданию низкоэнергоемких оросительных систем, решению проблем энергетической безопасности, снижению затрат на электроэнергию в сельскохозяйственном производстве и цен на продукты растениеводства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 ГОСТ Р 51238-98. Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения. – Введ. 1999-07-12. – М.: Изд-во стандартов, 1999. – 12 с.

2 ГОСТ Р 55260.4.1-2013. Гидроэлектростанции. Часть 4–1. Технологическая часть гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. Общие технические требования. – Введ. 2015-07-01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 71 с.

3 ГОСТ Р 53905-2010. Энергосбережение. Термины и определения. – Введ. 2011-07-01. – М.: Стандартинформ, 2011. – 15 с.

4 О безопасности гидротехнических сооружений: Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 117-ФЗ: по состоянию на 3 июля 2016 г. // Гарант Эксперт 2016 [Электронный Ресурс]. – НПП «Гарант Сервис», 2016.

5 ГОСТ 19179-73. Гидрология суши. Термины и определения. – Введ. 1975-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 34 с.

6 ГОСТ 19185-73. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения. – Введ. 1975-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 25 с.

Приложение А

Перечень и краткая характеристика функционирующих оросительных систем, существующих гидротехнических сооружений, гидроузлов и рек, на которых перспективно устройство малых и микроГЭС для выработки электроэнергии

Таблица А.1 – Характеристика перспективных малых и микроГЭС в Ростовской области

| Месторасположение ГЭС | Район | Напор, м | Расход, м ³ /с | Установленная мощность, тыс. кВт | Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч | Режим работы ГЭС |
|--|------------------|----------|---------------------------|----------------------------------|---|--|
| Садковский сброс Донского магистрального канала | Мартыновский | 6,00 | 30,00 | 1765,80 | 10,34 | Апрель – ноябрь |
| Концевой сброс Пролетарского магистрального канала | Пролетарский | 6,00 | 40,00 | 2354,40 | 13,79 | Апрель – ноябрь |
| Гидроузел № 2 на р. Северский Донец | Усть-Донецкий | 3,60 | 25,00 | 882,90 | 7,73 | Существующие, круглогодичные |
| Гидроузел № 3 на р. Северский Донец | Усть-Донецкий | 3,50 | 25,00 | 858,38 | 7,52 | |
| Гидроузел № 4 на р. Северский Донец | Белокалитвинский | 3,20 | 25,00 | 784,80 | 6,87 | |
| Гидроузел № 5 на р. Северский Донец | Белокалитвинский | 3,15 | 25,00 | 772,54 | 6,77 | |
| Гидроузел № 6 на р. Северский Донец | Каменский | 3,15 | 25,00 | 772,54 | 6,77 | |
| Гидроузел № 7 на р. Северский Донец | Каменский | 3,15 | 25,00 | 772,54 | 6,77 | Круглогодичный |
| Водохранилище на балке Гашун | Ремонтненский | 6,00 | 3,50 | 206,01 | 0,45 | Апрель – июнь |
| Воронцово-Николаевское вдхр. | Сальский | 5,00 | 25,50 | 1250,78 | 10,96 | Круглогодичное |
| Сальское водохранилище | Сальский | 10,0 | 20,00 | 1962,00 | 17,19 | Круглогодичное |
| Веселовское водохранилище | Веселовский | 6,70 | 46,00 | 3500,00 | 22,00 | Круглогодичные, требуется восстановление |
| Пролетарское водохранилище | Пролетарский | 5,00 | 15,00 | 735,75 | 6,45 | |
| Николаевский гидроузел | Волгодонский | 3,50 | 500,00 | 17167,50 | 150,39 | Круглогодичные |
| Константиновский гидроузел | Константиновский | 3,50 | 500,00 | 17167,50 | 150,39 | |
| Кочетовский гидроузел | Семикаракорский | 3,50 | 500,00 | 17167,50 | 150,39 | |
| Всего по Ростовской области | | | | 85288,44 | 569,95 | |

Таблица А.2 – Характеристика перспективных малых и микроГЭС в Республике Северная Осетия-Алания

| Месторасположение водозабора МГЭС, водоток | Отметка водозаборного сооружения, м | Отметка площадки здания МГЭС, м | Расчетный напор, м | Среднегодовой расход, м ³ /с | Установленная мощность, МВт | Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч | Режим работы ГЭС |
|--|-------------------------------------|---------------------------------|--------------------|---|-----------------------------|---|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| р. Терек, водозаборный гидроузел Алхан-Чуртского канала 15 км ниже г/п г. Владикавказа | 558 | 551 | 7 | 30 | 2,06 | 18,05 | Круглогодичный |
| Сброс дренажных вод Малокабардинского канала на очистные сооружения | 162 | 155 | 7 | 1,5 | 0,103 | 0,9 | Апрель – ноябрь |
| Сброс дренажных вод Малокабардинского канала от очистных сооружений до рыбоводных прудов | 155 | 127 | 28 | 6,77 | 1,86 | 16,29 | |
| Сброс в р. Терек из рыбоводного пруда в районе г. Моздок (концевой сброс Малокабардинского канала) | 133 | 123 | 10 | 23,5 | 2,3 | 20,19 | |
| р. Терек, водозаборный гидроузел Терско-Кумского канала | 140,2 | 133,1 | 7,1 | 30 | 2,09 | 18,3 | Круглогодичный |
| Моздокский перепад на 21 км Терско-Кумского канала (ПК213+46) | – | – | 7,9 | 33 | 2,56 | 22,4 | Апрель – ноябрь |
| Верхове р. Гизельдон (устье р. Мидаграбиндон) | 1577 | 1432 | 145 | 2,17 | 3,087 | 27,03 | Круглогодичный |
| р. Гизельдон, ниже створа строящейся ГЭС, с. В. Кобань | 1036 | 995 | 41 | 3,35 | 1,347 | 11,8 | |

Продолжение таблицы А.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|------|------|----------------------|-------|--------|--------|--------------------|
| р. Геналдон, 4,5 км от устья | 1050 | 840 | 210 | 2,96 | 6,098 | 53,42 | Кругло- годовой |
| р. Фиагдон, 50,4 км от устья | 1400 | 1290 | 110 | 5,43 | 5,859 | 51,33 | |
| р. Архондон, 3 км от устья | 1100 | 930 | 170 | 2,530 | 2,067 | 36,96 | |
| р. Баддон, 1,7 км от устья | 1228 | 980 | 248 | 1,12 | 2,724 | 23,87 | |
| р. Цейдон, 5,1 км от устья | 1690 | 1666 | 24 | 2,9 | 0,682 | 5,98 | |
| р. Цейдон, выше пос.В.Цей | 1666 | 1200 | 466 | 3,43 | 15,68 | 17,76 | |
| р. Садон выше п. В.Садон | 1630 | 1250 | 380 | 1,48 | 5,517 | 48,33 | |
| р. Садон, пос. Галон | 1190 | 1050 | 140 | 1,92 | 7,157 | 23,1 | |
| р. Хайдон, ниже г. Алагир | 583 | 562 | 21 | 0,86 | 0,177 | 1,55 | |
| р. Таргайдон, ниже г. Алагир | 535 | 477 | 58 | 1,06 | 0,603 | 5,28 | |
| р. Ардон, выше п. Бирагзанг | 636 | 583 | 53 | 30,01 | 15,603 | 136,68 | |
| р. Фиагдон, выше п. Дзурикау | 690 | 640 | 50 | 7,7 | 3,777 | 33,08 | |
| р. Терек, ниже сброса Эзминской ГЭС | 942 | 910 | 32 (по деривации) | 35 | 10,987 | 96,25 | |
| р. Армхи, ниже а/д моста | 939 | | 29 (по деривации) | 4,1 | 1,166 | 10,22 | |
| р. Терек, на выпуклом берегу излучины р. Терек | 116 | 113 | 3 | 30 | 0,889 | 7,73 | |
| Всего по Северной Осетии | | | | | 92,01 | 806,1 | |

29

Таблица А.3 – Характеристика перспективных малых и микроГЭС в Ставропольском крае

| Месторасположение ГЭС, водоток | Деривация (длина), м | Напор, м | Среднегодовой расход, м ³ /с | Установленная мощность, МВт | Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч | Режим работы ГЭС |
|---|-------------------------|-------------|--|--------------------------------|---|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Горько-Балковской быстроток (ПК 1113+30), Терско-Кумского канала | 330 | 31,6 | 38 | 11,8 | 69,0 | Апрель – ноябрь |

Продолжение таблицы А.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|--|---|-------|------|------|------|-----------------|
| Кумский перепад (ПК 1439+74) Терско-Кумского канала | – | 20,5 | 38 | 7,6 | 44,7 | Апрель – ноябрь |
| Терско-Кумская ООС, донный водовыпуск Орловского водохранилища на р. Кура | – | 17 | 20 | 3,3 | 29,2 | Круглогодично |
| Терско-Кумская ООС, быстроток на Большом Левобережном канале | – | ≈ 4–6 | 4,6 | 0,23 | 1,3 | Апрель – ноябрь |
| Терско-Кумская ООС, сброс Большого Левобережного канала | – | ≈ 4–6 | 4,6 | 0,23 | 1,3 | |
| Терско-Кумская ООС, регулятор-быстроток (ПК 0-ПК 120) на Большом Левобережном канале | – | ≈ 4–6 | 4,6 | 0,23 | 1,3 | |
| Магистральный канал БСК-4, быстроток, длиной 5,9 км (ПК519+19-ПК580) | – | 82,77 | 53 | 43,0 | 37,7 | Круглогодично |
| Магистральный канал БСК-4, перепад № 1 (ПК 38+00) | – | 2,75 | 78,1 | 2,1 | 18,4 | |
| Магистральный канал БСК-4, перепад № 2 (ПК 41+50) | – | 2,75 | 78,1 | 2,1 | 18,4 | |
| Магистральный канал БСК-4, перепад № 3 (ПК 47+80) | – | 4,0 | 78,1 | 3,1 | 26,8 | |
| Магистральный канал БСК-4, сбросной канал в р. Калаус (ПК 51+15,2) | – | 48,26 | 5,0 | 2,4 | 20,7 | |
| Магистральный канал БСК-4, перепад № 4 (ПК 55+00) | – | 4,0 | 78,1 | 3,06 | 26,8 | |
| Магистральный канал БСК-4, перепад № 5 (ПК 85+00) | – | 4,0 | 72,5 | 2,8 | 24,9 | |
| Магистральный канал БСК-4, перепад № 6 (ПК 107+10) | – | 2,75 | 81,8 | 2,2 | 19,3 | |
| Магистральный канал БСК-4, перепад № 7 (ПК 116+10) | – | 2,75 | 81,8 | 2,2 | 19,3 | |
| Магистральный канал БСК-4, перепад № 8 (ПК 127+10) | – | 4,0 | 81,8 | 3,2 | 28,1 | |

Продолжение таблицы А.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|--|-----|-------|------|------|-------|-----------------|
| Магистральный канал БСК-4, перепад № 9 (ПК 141+60) | – | 2,75 | 81,8 | 2,2 | 19,3 | Круглогодично |
| Магистральный канал БСК-4, сброс в б. Камбулат (концевой сброс БСК-4) | – | 23,27 | 53 | 12,1 | 1,6 | |
| ООС БСК-4, Елизаветинский распределитель, Быстроток № 1 | – | 46 | 15 | 6,80 | 39,6 | Апрель – ноябрь |
| ООС БСК-4, Елизаветинский распределитель, Быстроток № 2 | – | 16 | 15 | 2,35 | 13,8 | |
| ООС БСК-4, Елизаветинский распределитель, Быстроток № 3 | – | 8,33 | 15 | 1,22 | 7,17 | |
| ООС БСК-4, Елизаветинский распределитель, Быстроток № 4 | – | 17,64 | 15 | 2,59 | 15,2 | |
| ООС БСК-4, Елизаветинский распределитель, Быстроток № 5 | – | 9,92 | 15 | 1,46 | 8,55 | |
| ООС БСК-4, Светлоградский распределитель, Быстроток № 3 | – | 6 | 11 | 0,65 | 3,79 | |
| ООС БСК-4, Айгурский распределитель, Быстроток № 1 | – | 4 | 4,3 | 0,17 | 0,99 | |
| ООС БСК-4, Айгурский распределитель, Быстроток № 2 | – | 45 | 4,3 | 1,9 | 11,11 | |
| ООС БСК-4, Айгурский распределитель, Быстроток № 3 (Концевой сброс) | – | 26 | 2,2 | 0,56 | 3,28 | |
| ООС БСК-4, «Чапаевский» распределитель, Быстроток № 1 | – | 10 | 4,3 | 0,42 | 2,47 | |
| ООС БСК-4, «Чапаевский» распределитель, Быстроток № 2 совмещенный с концевым сбросом в пруд «Чапаевский» | – | 68 | 4,3 | 2,87 | 16,8 | |
| Невинномысский канал, концевой сброс в Сенгелеевское водохранилище на р. Егорлык (ПК 484+13) | – | 27,31 | 135 | 3,62 | 31,68 | |
| Перепад № 1 на р. Б. Егорлык | – | ≈ 4 | 25 | 0,98 | 5,74 | |
| Перепад № 2 на р. Б. Егорлык | 197 | 10,25 | 25 | 2,51 | 22,02 | |

Продолжение таблицы А.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|--|------|------|----|--------|--------|---------------|
| Перепад № 3 на р. Б. Егорлык | 84,2 | 6,25 | 25 | 1,53 | 13,4 | Круглогодично |
| Перепад № 4 на р. Б. Егорлык | – | 4,5 | 25 | 1,03 | 9,67 | |
| Покойненская плотина, р. Кума | 22,3 | 4,5 | 29 | 1,28 | 11,21 | |
| Прикумский (Покойненский) перепад, р. Кума | 22,3 | 6,5 | 33 | 2,1 | 18,43 | |
| Всего по Ставропольскому краю | | | | 137,84 | 643,01 | |

Таблица А.4 – Характеристика перспективных малых и микроГЭС в Республике Кабардино-Балкария

| Наименование оросительной системы | Режим работы ОС, месяцы | Наименование водоисточника | Площадь орошения, га | | Наименование ГТС | Расход, м ³ /с | Напор, м | Установленная мощность, МВт | Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч |
|--|-------------------------|----------------------------|----------------------|-----------|---------------------|---------------------------|----------|-----------------------------|---|
| | | | Фактическая | Проектная | | | | | |
| Урванская ОС | апрель – ноябрь | р. Черек | 7879 | 25000 | плотинный гидроузел | 15 | 6,5 | 0,96 | 8,38 |
| Чегемская ОС | апрель – ноябрь | р. Чегем | 11715 | 18500 | плотинный гидроузел | 18,5 | 4,0 | 0,725 | 6,36 |
| Всего по Республике Кабардино-Балкария | | | | | | | | 1,685 | 14,74 |

Таблица А.5 – Характеристика перспективных малых и микроГЭС в Республике Алтай

| Наименование оросительной системы | Режим (период) работы ОС, месяцы | Наименование водоисточника (канал, река) | Площадь орошения, га | Наименование ГТС | Расход через сооружение, м ³ /с | Перепад уровней воды на сооружении (напор), м | Установленная мощность, МВт | Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч |
|-----------------------------------|----------------------------------|--|----------------------|---------------------------|--|---|-----------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Чаган-Баргузинская ОС | июнь – август | р. Чаган-Баргузы | 748 | магистральный трубопровод | 0,5 | 40 | 0,196 | 1,15 |

Продолжение таблицы А.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---------------------------|---------------|------------|-----|---------------------------|-----|-----|-------|------|
| Елангашская ОС | июнь – август | р. Елангаш | 438 | магистральный трубопровод | 0,4 | 110 | 0,431 | 2,53 |
| Тархатинская МХС | июнь – август | р. Тархата | 820 | магистральный трубопровод | 0,8 | 85 | 0,667 | 3,91 |
| Всего по Республике Алтай | | | | | | | 1,294 | 7,59 |