

- кардинальное снижение дебиторской задолженности за потребленную энергию денежными средствами;
- обеспечение качества бытовых услуг и технологий;
- формирование нового отношения к потребителю;
- нормализация отношений с оптовыми потребителями-перепродавцами;
- формирование положительного имиджа энергосбытовой компании.

Задачей тарифной политики является становление экономически обоснованных тарифов для различных категорий плательщиков, в том числе:

- устранение чрезмерной дифференциации;
- прекращение практики установления тарифов ниже себестоимости (для льготных групп);
- устранение перекрестного субсидирования;
- применение тарифов, дифференцированных по временам года, времени суток;
- тарифные кредиты, т. е. временное снижение тарифов для потребителей, реально осуществляющих энергосбережение;
- общее стимулирование промышленного региона с целью увеличения энергопотребления;
- ликвидирование дефицитности энергосистемы;
- активизация деятельности по сокращению издержек производства;
- устранение в перспективе перепродавцов энергии как промежуточных звеньев между производителями и потребителями энергии.

Литература

1. Куневич, О.В. Маркетинг. – Минск, 1998. – 102 с.
2. Гительман, Л.Д., Ратников, Б.Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002. – 256 с.
3. Дьяков, А.Ф., Максимов, Б.К., Молодюк, В.В. Рынок электрической энергии в России: состояние и проблемы развития. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 52 с.

УДК 2.221.26

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СООРУЖЕНИЯ ПОЛОЦКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗАПАДНАЯ ДВИНА

Куксов А.С.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор БОКУН И.А.

Республика Беларусь испытывает постоянные финансовые трудности при расчетах за импортируемые топливно-энергетические ресурсы, которые используются в основном на производство электрической и тепловой энергии. Для снижения расхода органического топлива на производство электрической энергии существует несколько путей. Один из них – развитие малой и нетрадиционной энергетики и, в частности, строительство гидроэлектростанций малой и средней мощности. В республике накоплен определенный положительный опыт восстановления и сооружения малых ГЭС (МГЭС), который позволяет приступить к проектированию и сооружению каскадов ГЭС средней мощности на реках Западная Двина и Неман, где для этой цели имеются благоприятные условия: удобные створы, при использовании которых уровень затоплений не превышает уровня паводковых вод. Выбор р. Западная Двина для строительства ГЭС обусловлен ещё и тем, что ее бассейн обладает гидроэнергетическим потенциалом, который характеризуется годовым значением около 1 000 кВт·ч/м² согласно данных Государственного гидрологического института. Стоит также отметить, что на р. Западная

Двина к настоящему времени построены и введены в действие три станции – Кегумская, Плявиньская и Рижская на территории Латвии, общей мощностью более 1 000 МВт.

Один из наиболее благоприятных створов находится в районе г. Полоцка. При относительно невысокой плотине имеется возможность соорудить достаточно эффективную ГЭС мощностью 20–25 МВт с годовой выработкой электроэнергии 90 млн. кВт·ч. Очевидно, что сооружение ГЭС указанной мощности не сыграет сколько-нибудь значительной роли в балансе мощностей Белорусской энергосистемы, максимум нагрузки которой составляет около 6 000 МВт. Однако поскольку целью сооружения ГЭС является не участие в покрытии максимума нагрузки энергосистемы, а экономия топлива при производстве электроэнергии, единственным критерием целесообразности сооружения ГЭС независимо от их мощности является срок, окупаемости.

К благоприятным особенностям рассматриваемой Полоцкой ГЭС, обусловленным условиями расположения створа (у д. Лучно на 485 км от устья реки; отметки дна реки в пределах подпора изменяются от 104 до 112 м, берегов – от 120 до 140 м) и пониженным уровнем воды в водохранилище, можно отнести:

1. Практически исключено затопление земель, прилегающих к реке, так как подпор не превышает отметок уровней воды при паводках. Предполагаемая отметка НПУ – 115,0 м. При этом создается русловое водохранилище с площадью зеркала 1 040 га емкостью 30 млн. м³. Подпор распространяется на длину 65 км (к естественному бытовому 50 %). Из общей площади 1 040 га естественное зеркало реки составляет 880 га, а 160 га дополнительно затопляется береговая полоса склонов обоих берегов реки. Эта территория подвержена периодическому затоплению в период половодий, не имеет сельскохозяйственного значения и относится к природоохранной прибрежной полосе.

2. Сохраняется естественный расходный режим реки, так как работа ГЭС проектируется в режиме водотока. В нижнем бьефе сохраняется уровенный режим реки, а также, как показывает опыт эксплуатации малых водохранилищ, несущественно изменяется термический режим нижнего бьефа.

3. По данным, основанным на изучении топокарт, подпор воды в водохранилище Полоцкой ГЭС, распространится до г. Бешенковичи. Это будет способствовать ликвидации мелких мест и перекатов и тем самым создаст благоприятные условия для движения водного транспорта.

4. В создаваемом водохранилище практически не будет обширных мелководий, которые нежелательны по причине отрицательного влияния на гидробиологический режим водохранилищ.

5. Уменьшение скорости течения воды за счет увеличения глубин в реке вызовет увеличение времени прохождения воды через водохранилище и будет способствовать уменьшению водообмена, но застойных зон образовываться не будет. Это будет способствовать уменьшению загрязненности воды в реке. Кроме того, при прохождении через гидротехнические сооружения будет происходить аэрация воды, улучшающая условия жизни водообитающей фауны.

6. Повышение уровней воды создаст условия для оборудования постоянно действующих зон рекреации на всем протяжении водохранилища как для жителей близрасположенных населенных пунктов, так и путем создания центров, зон и баз отдыха населения, туристских и спортивных комплексов.

7. В целом, малые водохранилища выполняют роль биологического очистного сооружения и способствуют увеличению содержания в воде нижнего бьефа кислорода, азота, уменьшению содержания углекислоты. В водохранилищах накапливается некоторое число биогенных элементов, повышая их рыбопродуктивность. Таким образом, и

в водохранилище, и в нижнем бьефе создаются хорошие условия для увеличения рыбных запасов.

Выполненные нами расчёты показывают, что Полоцкая ГЭС может обеспечить годовую экономию топлива (ΔB), равную 24,75 тыс. т у.т. При этом экономия денежных средств (ΔU) составит 2,97 млн. долларов США при цене 120 \$/т у.т. Капиталовложения в строительство окупятся за 6–8 лет.

УДК 620.9

РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РЕАКТОРА VVER 1000/V-398

Шерстнева О.Н.

Научный руководитель – канд. экон. наук, доцент НАГОРНОВ В.Н.

Для того чтобы показать насколько устойчиво решение строительства АЭС в Республике Беларусь, были произведены расчеты себестоимости электроэнергии для одного из предложенных российских реакторов, а именно VVER 1000/V-39. При проведении расчетов себестоимости электроэнергии была использована следующая методика.

Себестоимость электроэнергии:

$$C_{эз} = \frac{\sum S_{АЭС}}{\mathcal{E}},$$

где $\sum S_{АЭС}$ – издержки, у.е.;

\mathcal{E} – выработка электроэнергии АЭС, МВт·ч.

При определении себестоимости электроэнергии на АЭС обычно выделяются следующие статьи затрат: амортизационные отчисления S_a ; на текущий ремонт $S_{тр}$; на ядерное горючее S_r ; заработная плата эксплуатационного персонала $S_{зп}$; прочие расходы $S_{пр}$. Тогда издержки составят:

$$\sum S_{АЭС} = S_a + S_{тр} + S_r + S_{зп} + S_{пр}.$$

Годовые амортизационные отчисления на АЭС подсчитываются по нормам амортизации, которые являются едиными для аналогичных по устройству, функциональному назначению и условиям работы элементов основных фондов:

$$S_a = \frac{KH_a}{100},$$

где H_a – норма амортизации, %/год;

K – капиталовложения в АЭС, у.е.:

$$K = Nk,$$

где k – удельные капиталовложения в АЭС, у.е./кВт;

$$N = \frac{100}{T_{сл}},$$

где $T_{сл}$ – срок службы АЭС, лет.

Годовые расходы на текущий ремонт обычно определяются в размере 30 % от суммы амортизационных отчислений:

$$S_{тр} = 0,3S_a.$$

Особенности расчета топливной составляющей себестоимости электроэнергии АЭС определяются спецификой ядерного горючего и топливной загрузки: