Содержание.

 Введение……………………………………………………………………….2

1. Расчет технико-экономических показателей АЭС………………………….4

## 1.1. Расчет технико-экономических показателей АЭС-4000 МВт.....................4

1.1. Расчет технико-экономических показателей АЭС-6000 МВт.....................7

1. Расчет себестоимости электроэнергии…………………………………..…..10

2.1. Расчет себестоимости электроэнергии на АЭС-4000 МВт..........................10

2.2. Расчет себестоимости электроэнергии на АЭС-6000 МВт..........................13

1. Определение структуры себестоимости отпущенной электроэнергии……16

3.1. Определение структуры себестоимости отпущенной электроэнергии на АЭС-4000 МВт..................................................................................................................16

3.2. Определение структуры себестоимости отпущенной электроэнергии на АЭС-6000 МВт..................................................................................................................17

1. Составление сводной таблицы технико-экономических показателей

 АЭС и их анализ……………………………………………………………….18

4.1. Сводная таблица технико-экономических показателей АЭС-4000 МВт...18

4.2. Сводная таблица технико-экономических показателей АЭС-6000 МВт...19

1. Расчет сетевого графика ремонтных работ............……………………..........21
2. Список используемой литературы……………………………………………24

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

2

Введение.

 Энергетическое хозяйство страны – комплекс материальных устройств и процессов, предназначенных для обеспечения народного хозяйства топливом, энергией, теплом, сжатым и кондиционированным воздухом, кислородом, водой и т. п.

 Энергетическое хозяйство может рассматриваться как энергетическая цепь, включающая ряд взаимосвязанных звеньев: энергетические ресурсы, транспорт, склады, генерирующие установки, передаточные устройства, потребители.

 Изменение в одном звене этой энергетической цепи может оказать влияние на другие. Это может вызвать необходимость усиления существующих электрических сетей, ввода дополнительных генерирующих мощностей на электростанциях, расширения складов и пропускной способности железных дорог, повышения добычи топлива. Поэтому изучение каждого отдельного звена электрической цепи (ЭЦ) должно проводится не изолированно, а с учетом влияния рассматриваемых технических решений на других звенья. Внешние связи энергетики проявляются в двух направлениях: оперативных и обеспечивающих. Первые – осуществляются с технологическими процессами промышленности, транспорта, сельским хозяйством, коммунально-бытовым хозяйством. Неразрывностью этих первых связей определяется практическим совпадением во времени процессов производства, передачи и потребления электроэнергии и теплоты. Отсутствие возможности запасать энергию в практически ощутимых количествах приводит к необходимости создания резервов в генерирующих мощностях, топлива на тепловых и атомных электростанциях, воде на гидростанциях. Вторые – определяются необходимостью обеспечения заблаговременного согласованного развития топливной промышленности, металлургии, машиностроения, строительной индустрии, транспортных устройств.

 Особенности энергетического хозяйства привели к необходимости применения системного подхода экономического исследования. Системный подход к нахождению оптимального сочетания электрификации, теплофикации и газификации, раскрытию взаимосвязей между энергетикой и технологией производственных процессов является характерной особенностью отечественной энергетической научной школы, созданной академиком Г. М. Кржижановский.

 Важность оптимизированных технико-экономических расчетов в энергетике особенно велико в связи с широкой взаимозаменяемостью отдельных энергетических установок, видов энергетической продукции и сравнительно высокой капиталоемкостью электроустановок. Так для производства электроэнергии могут быть использованы конденсаторные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), гидростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС) и др. Для производства теплоты используются ТЭЦ, котельные, утилизационные установки. На них могут быть установлены агрегаты различных типов, работающие на разных параметрах пара и использующие различные виды органического топлива, нетрадиционные источники энергии. Большее количество вариантов имеется также и на стадиях транспорта энергии к использованию ее у потребителей.

 Характерная особенность энергетического хозяйства промышленности – наличие в ней разнообразных установок, использование не только первичных, но и вторичных энергоресурсов. К вторичным энергетическим ресурсам относится энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках), который не используется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других агрегатов. Анализ обеспеченности энергоресурсами отдельных районов указывает на ее существенную неравномерность. Большинство остальных районов страны не обеспечено в достаточном количестве собственными энергоресурсами. При этом естественно учитывается спрос на энергетическую продукцию.

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

3

 Спад производства, наблюдаемый в последние годы в европейских районах страны существенно интенсивнее, чем в восточных районах, где сказалось влияние экспорта сырья и продукции первых переделов. По мере подъема производства будет действовать тенденция опережающего оста энергопотребления в европейских районах страны. В итоге ожидается увеличение в суммарном энергопотреблении доли западных и центральных районов.

 Диспропорции в географическом размещении потребителей и производителей энергоресурсов вызывают огромные межрегиональные перетоки топлива.

 Предусматривается разграничение порядка управления энергетикой в центре и на местах. Организационно-экономический механизм управления развитием энергетики в регионе в дальнейшем будет опираться на экономические методы, правовые и нормативные акты государственного регулирования с учетом расширения самостоятельности субъектов федерации.

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

4

1. Расчет технико-экономических показателей АЭС.

1.1. Расчет технико-экономических показателей АЭС-4000 МВт.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
| Исходные данные:1. Тип реактора2. Мощность реактора тепловая3. Мощность реактора электрическая4. Мощность электростанции электрическая5. Число часов работы АЭС на полную мощность в году6. Среднее обогащение ядерного горючего7. Расход электроэнергии на собственные нужды8. Удельные капиталовложения9. Общая сумма капиталовложений | РБМК-1000NтепNэNстhXнКснКудКст | 34001000400077002,57,0 – 8,1247,4989600 | МВтМВтМВтчас%%руб/кВттыс. руб. |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

5

|  |
| --- |
| Расчет технико-экономических показателей |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
| 1. КПД (брутто)реактора и АЭС2. КПД (нетто)реактора и АЭС3. Годовой расход ядерного горючего4. Годовая выработка электроэнергии5. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды АЭС6. Годовое количество электроэнергии, отпущенного потребителю7. Коэффициент использования мощности АЭС 8. Удельный расход ядерного горючего (без учета содержания урана 235 в отвале)9. Общая сумма капиталовложений | ηη**G** год**W**вырWснWотпφgК | 29,41224,059213,36308002464283360,8797,529989600 | %%Т/годмлн. кВт · часмлн. кВт · часмлн. кВт · часг/(МВт · час)тыс. руб. |

КПД (брутто) реактора и АЭС определяется как соотношение электрической мощности к тепловой.

η=· 100 = ·100 = 29,412 %

КПД (нетто) реактора и АЭС определяется по КПД (брутто) и коэффициенту собственных (Ксн).

η= η · (1 - ) = 29,412 · (1 - ) = 24,059 %

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

6

Годовой расход ядерного горючего для реакторов на тепловых нейтронах определяется по формуле:

**G** год = = = 213,36 Т/год , где

Nст – электрическая мощность АЭС, МВт;

h – количество часов работы на полную мощность, принимается согласно таблице 1 [1];

24 – коэффициент пересчета часов в сутки;

В – глубина выгорания ядерного горючего в МВт · сут/т , которая принимается исходя из физического расчета реактора и опытной эксплуатации отечественных и зарубежных АЭС при соответствующем обогащении ядерного горючего, таблица 2 [1].

 Годовая выработка электроэнергии

**W**выр= Nст · h = (4·10 · 7700) : 10= 30800 млн. кВт · час

 Годово расход электроэнергии на собственные нужды АЭС

Wсн= · Wвыр = · 30800·10= 2464 млн. кВт · час

Ксн – расход электроэнергии на собственные нужды, принимается согласно данным таблицы 3 [1].

 Годовое количество электроэнергии, отпущенного потребителю

Wотп= Wвыр – Wсн = 30800·10 - 2464·10= 28336 млн. кВт · час


####  Коэффициент использования мощности АЭС

φ = = = 0,879

h кал – максимально возможное количество часов работы в году.

 Удельный расход ядерного горючего

g = = = 7,529 г/(МВт · час)

 Общая сумма капиталовложений

К = Nст · Куд = 4000 · 247, 4 = 989600 тыс. руб.

Куд – удельные капиталовложения в АЭС, принимаются по таблице 4 [1].

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

7

1.2. Расчет технико-экономических показателей АЭС-6000 МВт.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
| Исходные данные:1. Тип реактора2. Мощность реактора тепловая3. Мощность реактора электрическая4. Мощность электростанции электрическая5. Число часов работы АЭС на полную мощность в году6. Среднее обогащение ядерного горючего7. Расход электроэнергии на собственные нужды8. Удельные капиталовложения9. Общая сумма капиталовложений | РБМК-1500NтепNэNстhXнКснКудКст | 51001500600077001,85,0257,31543800 | МВтМВтМВтчас%%руб/кВттыс. руб. |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

8

|  |
| --- |
| Расчет технико-экономических показателей |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
| 1. КПД (брутто)реактора и АЭС2. КПД (нетто)реактора и АЭС3. Годовой расход ядерного горючего4. Годовая выработка электроэнергии5. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды АЭС6. Годовое количество электроэнергии, отпущенного потребителю7. Коэффициент использования мощности АЭС 8. Удельный расход ядерного горючего (без учета содержания урана 235 в отвале)9. Общая сумма капиталовложений | ηη**G** год**W**вырWснWотпφgК | 29,41227,94372,42462002310438900,8798,491543800 | %%Т/годмлн. кВт · часмлн. кВт · часмлн. кВт · часг/(МВт · час)тыс. руб. |

КПД (брутто) реактора и АЭС определяется как соотношение электрической мощности к тепловой.

η=· 100 = ·100 = 29,412 %

КПД (нетто) реактора и АЭС определяется по КПД (брутто) и коэффициенту собственных (Ксн).

η= η · (1 - ) = 29,412 · (1 - ) = 27,94 %

Ксн – расход электроэнергии на собственные нужды, принимается согласно данным таблицы 3 [1].

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

9

Годовой расход ядерного горючего для реакторов на тепловых нейтронах определяется по формуле:

**G** год = = = 372,42 Т/год

Nст – электрическая мощность АЭС, МВт;

h – количество часов работы на полную мощность;

24 – коэффициент пересчета часов в сутки;

В – глубина выгорания ядерного горючего в МВт · сут/т , которая принимается исходя из физического расчета реактора и опытной эксплуатации отечественных и зарубежных АЭС при соответствующем обогащении ядерного горючего.

 Годовая выработка электроэнергии

**W**выр= Nст · h = 6·10 · 7700 = 46200 млн. кВт · час

 Годовой расход электроэнергии на собственные нужды АЭС

Wсн= · Wвыр = · 46200·10= 2310 млн. кВт · час

 Годовое количество электроэнергии, отпущенноо потребителю

Wотп= Wвыр – Wсн = 46200·10 - 2310·10= 43890 млн. кВт · час

 Коэффициент использования мощности АЭС

φ = = = 0,879

h кал – максимально возможное количество часов работы в году.

####  Удельный расход ядерного горючего

g = = = 8,49 г/(МВт · час)

 Общая сумма капиталовложений

К = Nст · Куд = 6000 · 257, 3 = 1543800 тыс. руб.

Куд – удельные капиталовложения в АЭС, принимаются по таблице 4 [1].

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

2. Расчет себестоимости электроэнергии на АЭС.

 Себестоимость 1 кВт · ч отпускаемой электроэнергии и 1 Гкал тепловой энергии являются важными экономическими показателями в энергетике. Несмотря на укрупненные довольно приближенные отдельные нормативы, при правильном подсчете себестоимости энергии хорошо согласуется с показателями действующих отечественных АЭС.

2.1. Расчет себестоимости электроэнергии на АЭС-4000 МВт.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
| Исходные данные:1. Тип реактора2. Мощность станции электрическая3. Среднее обогащение ядерного горючего4. Стоимость исходного горючего5. Стоимость изготовления кассет и т.п.6. Транспортировка горючего7. Цена отработавшего горючего в среднем8. Цена свежего ядерного горючего9. Средняя норма амортизации | РБМК-1000**N**ст**Х**н**С**исх.г.**С**изг**С**тр.св.г.**С**отр**С**св.г.**Н**а | 40002,5411,08246,65366,3660,738 | МВт%руб/кгруб/кгруб/кгруб/кгруб/кг% |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

10

111

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
|  **Эксплуатационные затраты (годовые издержки по статьям затрат)** |
| 1. Затраты на ядерное горючее (без учета выгорания плутония)Вариант 1 (без регенерации)Вариант 2 (с регенерацией)2. Вода на технологические цели3. Расходы на заработную плату производственных рабочих4. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования5. Расходы по подготовке и освоению производства6. Цеховые расходы7. Общестанцион- ные расходы равны8. Годовые издержкиВариант 1 (без регенерации)Вариант 2 (с регенерацией)9. Себестоимость 1 кВт · ч отпущенной электроэнергииВариант 1 (без регенерации)Вариант 2 (с регенерацией) | **И**т1**И**т2**И**в**И****И****И****И**пуск**И**цех**И**общ**И**год1**И**год2**S**1**S**2 | 140973,35126827,5865276009530,4101335,048613,486080,16660,91273845,28259699,510,970,92 | тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.коп/кВт · чкоп/кВт · ч |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

112

 Затраты на ядерное горючее (без регенерации)

**И**т1 = Gгод · Ссвг = 213,36 · 660,73 = 140973,35 тыс. руб.

 Затраты на ядерное горючее (с регенерацией)

**И**т2 = Gгод · (Ссвг – Сотр) = 213,36 · (660,73 – 66,3) = 126827,58 тыс. руб.

 Вода на технологические цели

**И**в = Nэ · 163 = 4000 · 163 = 652 тыс. руб.

Расходы на заработную плату с отчислениями по специальному страхованию определяется по формулам:

**И**= α пр · nэкс · Nст · Фосн = 0,95 · 1 · 4000 · 2000 = 7600 тыс. руб.

**И**= **И**·(1+) ·(1+) = 7600 ·(1+) ·(1+) = 9530,4 тыс. руб. ,

где **И** - основная заработная плата производственных рабочих;

**И** - заработная плата производственных рабочих с отчислениями на социальное страхование и учетом дополнительной заработной платы;

α пр – доля производственных рабочих в общей численности принимается 0,95 во всех расчетах АЭС;

nэкс – постоянный коэффициент (без ремонтного персонала), принимается по таблице 7 [1];

Фосн – среднегодовая зарплата одного рабочего, принимается 1800 – 2200;

α доп – дополнительная зарплата, принимается 10 % от основной заработной платы;

α сс – отчисления на социальное страхование, принимается по норме 14 % от начисленной заработной платы.

Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования определяют по формуле:

**И=** αсэ (К· α об) = 1,6 · (989600 · · 0,8) = 101335,04 тыс. руб. ,

где αсэ = 1,6 ; α об = 0,8 во всех расчетах АЭС;

На – норма амортизации, принимается по данным таблицы 6 [1].

**И**пуск = **И**· 0,085 = 101335,04 · 0,085 = 8613,48 тыс. руб.

**И**цех = α цех · **И=** 0,06 · 101335,04 = 6080,1 тыс. руб.

**И**общ = Ф· nауп + 1,2 · α общ · (И+ Ицех) = 2 · 108 + 1,2 · 0,05 · (101335,04 + 6080,1) = =6660,91 тыс. руб.

Коэффициенты цеховых (α цех), общестанционных расходов (α общ) и численность персонала (nауп) принимаются по таблице 8 [1].

Годовые издержки

**И**год1 = Ипер1 + Ипост = (Ит1 + Ив) + (И+ И+ Ипуск + Ицех + Иобщ) =

 =(140973,35+ 652) + (9530,4+ 101335,04+ 8613,48+ 6080,1+ 6660,91) = 273845,28 тыс. руб.

**И**год2 = (Ит2 + Ив) + Ипост = (126827,58 + 652) + 132219,93 = 259699,51 тыс. руб.

Себестоимость 1 кВт • ч отпущенной электроэнергии

**S**1 = = = = 0,97 коп/кВт · ч

**S**2 = = = = 0,92 коп/кВт · ч

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

113

2.2. Расчет себестоимости электроэнергии на АЭС-6000 МВт.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
| Исходные данные:1. Тип реактора2. Мощность станции электрическая3. Среднее обогащение ядерного горючего4. Стоимость исходного горючего5. Стоимость изготовления кассет и т.п.6. Транспортировка горючего7. Цена отработавшего горючего в среднем8. Цена свежего ядерного горючего9. Средняя норма амортизации | РБМК-1500**N**ст**Х**н**С**исх.г.**С**изг**С**тр.св.г.**С**отр**С**св.г.**Н**а | 60001,8415,6249,36366,3667,968 | МВт%руб/кгруб/кгруб/кгруб/кгруб/кг% |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

114

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
|  **Эксплуатационные затраты (годовые издержки по статьям затрат)** |
| 1. Затраты на ядерное горючее (без учета выгорания плутония)Вариант 1 (без регенерации)Вариант 2 (с регенерацией)2. Вода на технологические цели3. Расходы на заработную плату производственных рабочих4. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования5. Расходы по подготовке и освоению производства6. Цеховые расходы7. Общестанцион- ные расходы равны8. Годовые издержкиВариант 1 (без регенерации)Вариант 2 (с регенерацией)9. Себестоимость 1 кВт · ч отпущенной электроэнергииВариант 1 (без регенерации)Вариант 2 (с регенерацией) | **И**т1**И**т2**И**в**И****И****И****И**пуск**И**цех**И**общ**И**год1**И**год2**S**1**S**2 | 248761,66224070,22978866010864,66158085,1213437,249485,1110270,23451882,02427190,581,030,97 | тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.тыс. руб.коп/кВт · чкоп/кВт · ч |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

115

 Затраты на ядерное горючее (без регенерации)

**И**т1 = Gгод · Ссвг = 372,42 · 667,96 = 248761,66 тыс. руб.

 Затраты на ядерное горючее (с регенерацией)

**И**т2 = Gгод · (Ссвг – Сотр) = 372,42 · (667,96 – 66,3) = 224070,22 тыс. руб.

 Вода на технологические цели

**И**в = Nэ · 163 = 6000 · 163 = 978 тыс. руб.

 Расходы на заработную плату с отчислениями по специальному страхованию определяется по формулам:

**И**= α пр · nэкс · Nст · Фосн = 0,95 · 0,76 · 6000 · 2000 = 8660 тыс. руб.

**И**= **И**·(1+) ·(1+) = 8660 ·(1+) ·(1+) = 10864,66 тыс. руб.,

где **И** - основная заработная плата производственных рабочих;

**И** - заработная плата производственных рабочих с отчислениями на социальное страхование и учетом дополнительной заработной платы;

α пр – доля производственных рабочих в общей численности принимается 0,95 во всех расчетах АЭС;

nэкс – постоянный коэффициент (без ремонтного персонала), принимается 7;

Фосн – среднегодовая зарплата одного рабочего, принимается 1800 – 2200;

α доп – дополнительная зарплата, принимается 10 % от основной заработной платы;

α сс – отчисления на социальное страхование, принимается по норме 14 % от начисленной заработной платы.

Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования определяют по формуле:

**И=** αсэ (К· α об) = 1,6 · (1543800 · · 0,8) = 158085,12 тыс. руб.,

где αсэ = 1,6 ; α об = 0,8 во всех расчетах АЭС.

 Расходы по подготовке и освоению производства

**И**пуск = **И**· 0,085 = 158085,12 · 0,085 = 13437,24 тыс. руб.

 Цеховые расходы

**И**цех = α цех · **И=** 0,06 · 158085,12 = 9485,11 тыс. руб.

 Общестанционные расходы

**И**общ = Ф· nауп + 1,2 · α общ · (И+ Ицех) = 2 · 108 + 1,2 · 0,05 · (158085,12 + 9485,11)= =10270,23 тыс. руб.

Годовые издержки

**И**год1 = Ипер1 + Ипост = (Ит1 + Ив) + (И+ И+ Ипуск + Ицех + Иобщ) =

 =(248761,66+978) + (10864,66+158085,12+13437,24+9485,11+10270,23) = 451882,02 тыс. руб.

**И**год2 = (Ит2 + Ив) + Ипост = (224070,22+978) + 202142,36 = 427190,58 тыс. руб.

Себестоимость 1кВт • ч отпущенной электроэнергии

**S**1 = = = = 1,03 коп/кВт · ч

**S**2 = = = = 0,97 коп/кВт · ч

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

116

3. Определение структуры себестоимости отпущенной электроэнергии.

3.1. Определение структуры себестоимости отпущенной электроэнергии на АЭС-4000 МВт.

|  |
| --- |
| **Структура себестоимости электроэнергии в процентах** |
| Перечень затрат | Вариант 1 | Вариант 2 |
| 1. Ядерное горючее2. Вода3. Заработная плата4. Содержание и эксплуатация оборудования5. Пусковые расходы6. Цеховые расходы7. Общестанционные расходыИтого: | = 51,48 %= 0,24 %= 3,48 %= 37 %= 3,16 %= 2,22 %= 2,42 %**100 %** | = 48,84 %= 0,25 %= 3,67 %= 39,02 %= 3,32 %= 2,34 %= 2,56 %**100 %** |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

117

3.2. Определение структуры себестоимости отпущенной электроэнергии на АЭС-6000 МВт.

|  |
| --- |
| **Структура себестоимости электроэнергии в процентах** |
| Перечень затрат | Вариант 1 | Вариант 2 |
| 1. Ядерное горючее2. Вода3. Заработная плата4. Содержание и эксплуатация оборудования5. Пусковые расходы6. Цеховые расходы7. Общестанционные расходыИтого: | = 55,06 %= 0,22 %= 2,4 %= 34,98 %= 2,97 %= 2,09 %= 2,28 %**100 %** | = 52,45 %= 0,23 %= 2,54 %= 37,01 %= 3,15 %= 2,21 %= 2,4 %**100 %** |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

4181

4. Составление сводной таблицы технико-экономических показателей АЭС и их анализ.

####  Сводная таблица технико-экономических показателей составляется на основе данных, полученных при расчете технико-экономических показателей и плановой себестоимости энергии. Количество в таблице может быть увеличено за счет числа часов работы АЭС в году, среднего обогащения ядерного горючего, расхода электроэнергии на собственные нужды и т.п.

* 1. Сводная таблица технико-экономических показателей АЭС-4000 МВт.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
| 1. Тип реактора2. Электрическая мощность АЭС3. Тепловая мощность АЭС4. Полная сметная стоимость. 5. Удельные капиталовложения6. КПД (брутто) АЭС7. КПД (нетто) АЭС8. Коэффициент использования мощностей АЭС9. Удельный расход ядерного горючего(усредненно)10. Себестоимость 1 кВт · ч отпущенной электроэнергии | РБМК-1000NстNтепККудηηφg**S**1**S**2 | 400013600989600247,429,41224,0590,8797,5290,970,92 | МВтМВттыс. руб.руб/кВт%%г/МВт · чкоп/кВт · чкоп/кВт · ч |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

119

* 1. Сводная таблица технико-экономических показателей АЭС-6000 МВт.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Количество | Единица измерения |
| 1. Тип реактора2. Электрическая мощность АЭС3. Тепловая мощность АЭС4. Полная сметная стоимость. 5. Удельные капиталовложения6. КПД (брутто) АЭС7. КПД (нетто) АЭС8. Коэффициент использования мощностей АЭС9. Удельный расход ядерного горючего(усредненно)10. Себестоимость 1 кВт · ч отпущенной электроэнергии | РБМК-1500NстNтепККудηηφg**S**1**S**2 | 6000204001543800257,329,41227,940,8798,491,030,97 | МВтМВттыс. руб.руб/кВт%%г/МВт · чкоп/кВт · чкоп/кВт · ч |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

220

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Показатели |
| Проектируемая АЭС | Действующая или строящаяся АЭС | Единица измерения |
| 1. Электрическая мощность АЭС2. Тепловая мощность АЭС3. КПД (брутто)4. КПД (нетто)5. Коэффициент использования мощности АЭС6. Удельные капиталовложения7. Среднее обогащение ядерного горючего8. Глубина выгорания9. Себестоимость 1 кВт · ч отпущенной электроэнергии10. Годовой расход ядерного горючего  | 40001360029,41224,0590,879247,42,5250000,97213,36 | 60002040029,41227,940,879257,31,8180001,03372,42 | МВтМВт%%руб/кВт%коп/кВт · чТ/год |

 Вывод:

Расчитав технико-экономические показатели станций АЭС-4000 МВт и АЭС-6000 МВт получил, что для станции АЭС-4000 МВт g = 7,529 г/МВт·ч, Куд = 247,4 руб/кВт, S1 = 0,97 коп/кВт·ч , S2 = 0,92 коп/кВт·ч , а для станции АЭС-6000 МВт

g = 8,49 г/МВт·ч, Куд = 257,3 руб/кВт, S1 = 1,03 коп/кВт·ч , S2 = 0,97 коп/кВт·ч.

Следовательно АЭС-4000 МВт более экономически выгодная, чем АЭС-6000 МВт.

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

221

5. Расчет сетевого графика ремонтных работ.

Сетевой график – графическое изображение комплекса взаимосвязанных работ, которые выполняются в определенной последовательности.

Расчет сетевого графика начинается с определения ранних сроков свершения событий, определяемых по формуле:

t= max [ t + t] , где

t - ранний срок свершения предшествующего события h;

t- продолжительность работы.

Для событий не лежащих на критическом пути, поздние сроки свершения событий определяются по формуле:

t = min [ t - t ] , где

t - поздний срок свершения следующего события;

t - продолжительность работы.

Для событий критического пути поздние сроки совпадают с ранними сроками их свершения.

Соотношение ранних и поздних сроков работ определяют их резервы времени – отрезки времени в пределах которых можно изменить сроки начала и окончания каждой работы, без нарушения срока окончания всего комплекса. Различают полный резерв R и частный резерв времени r.

Для анализа сетевого графика используется ряд формул:

1. Раннее начало работы t= t

1. Раннее окончание работы t= t+ t

1. Позднее окончание работы t= t

1. Позднее начало работы t= t - t

1. Полный резерв времени R= t- t- t

1. Частный резерв времени r= t- t- t

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

222

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Nп/п | КодРабот | Наименование работ |
| 123456789101112131415161718192021222324252627282930313233343536373839 | 0-11-22-32-42-52-63-74-85-96-107-118-108-129-109-1310-1410-1611-1512-1713-1814-1915-2016-1716-1816-1916-2017-2218-2319-2420-2121-2522-2623-2724-2825-2826-2827-2828-2929-30 | Профилактика МВСлив масла из МВ-М1Слив масла из МВ-М2Слив масла из МВ-М3Слив масла из МВ-М4Снятие дугогасительных камер М1Снятие дугогасительных камер М2Снятие дугогасительных камер М3Ремонт разделителя Р1Ремонт разделителя Р4Ремонт разделителя Р6Ремонт разделителя Р8Оправка камер привода в ремонт, в другую организацию и получение из неё.Ремонт разделителя Р2Ремонт разделителя Р5Ремонт разделителя Р7Ремонт разделителя Р9Ремонт разделителя Р3Капитальный ремонт М2Капитальный ремонт М3Капитальный ремонт М4Капитальный ремонт М1Окраска ячейки Я1Окраска ячейки Я2Окраска ячейки Я3Окраска ячейки Я4Ремонт сборных шин |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

223

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Nп/ п | Код работыi-j | Продол-житель-ность работыt,дн | t,дн | t,дн | t,дн | t,дн | R,дн | r,дн |
| 123456789101112131415161718192021222324252627282930313233343536373839 | 0-11-22-32-42-52-63-74-85-96-107-118-108-129-109-1310-1410-1611-1512-1713-1814-1915-2016-1716-1816-1916-2017-2218-2319-2420-2121-2522-2623-2724-2825-2826-2827-2828-2929-30 | 5688871225200406085607444400003635323111131800055 | 051111111119191918314444393944443550474942104104104104104104104104107140139136108151152154159 | 51119191918314439183544503947491044254515346104104104104140139136107108151152154108151152159164 | 5111231974441354494441394410344102100104146107106150107106104150143141136153154154154154154154154154159164 | 05115116637123197444135449744949544139103102100146107106104150107106102150153141141136154154154154159 | 001041552610405526104053555510104535551104320463204646320463200 | 000000000260005000050535158000000000000463200 |

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.

224

1. Список используемой литературы.
2. ***Методическое пособие.***
3. ***“Экономика промышленности” , под редакцией А.И. Барановского.***

***Москва. Издательство МЭИ.1998г.***

 0308.КП.ЭУП.ПО21.11.ПЗ.