

ОГЭ РФЯЦ-ВНИИЭФ

02.10.2012 № 2036/2751

Заместителю начальника УКС  
РФЯЦ-ВНИИЭФ – главному  
инженеру  
П.И. Савинкину

*Технические условия  
на технологическое присоединение  
энергопринимающих устройств  
к электрической сети  
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»*

**Основание:** заявки от 06.07.2011 №2039/1847, 10.08.2011 №2039/2278, 28.08.2012 №2039-3485

**Заявитель:** УКС РФЯЦ-ВНИИЭФ

## 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИСОЕДИНЯЕМЫХ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

- 1.1. **Наименование объекта:** комплекс зданий Центра криптографических исследований и технологий защиты (ЦК)
- 1.2. **Местоположение объекта:** площадка «Основная»
- 1.3. **Максимальная мощность энергопринимающих устройств:** 915,3кВт
- 1.4. **Заявленная мощность энергопринимающих устройств:** 915,3кВт
- 1.5. **Характеристика электрической нагрузки:** смешанная
- 1.6. **Категория по надёжности электроснабжения:** I, II
- 1.7. **Точка присоединения, уровень напряжения в точке присоединения:** РУ 6кВ ТП-117, ячейки №1 и №7; РУ 6кВ ТП-16, ячейка №2, напряжение – 6кВ
- 1.8. **Центр питания:** ГПП-40, ТЭЦ

## 2. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ПЭК

Выполнить мероприятия по допуску в эксплуатацию энергопринимающих устройств КБ-3 к электрической сети ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»

## 3. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ КБ-3

3.1. Мероприятия по строительству новых объектов для организации схемы приёма мощности

Для технологического присоединения к электрической сети ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» энергопринимающих устройств ЦК необходимо:

3.1.1. В районе местоположения ЦК построить новую двухтрансформаторную ТП 6/0,4кВ.

Силовые трансформаторы принять типа ТМГ-1000/10-У1 с номинальным напряжением ВН 6кВ, НН 0,4кВ, со схемой и группой соединения обмоток  $\Delta/Y_n-11$ , с регулированием напряжения без возбуждения (диапазон регулирования  $\pm 2 \times 2,5\%$ ). Трансформаторы укомплектовать предохранительным клапаном для предотвращения возникновения избыточного давления в баке сверх допустимого и жидкостным стеклянным термометром для измерения температуры верхних слоёв масла.

Схему РУ 6кВ новой ТП принять двухсекционную с секционными разъединителями. В РУ 6кВ принять не менее четырёх ячеек на каждой секции. РУ 6кВ оборудовать камерами сборными одностороннего обслуживания с выключателями нагрузки. На секционных разъединителях РУ 6кВ новой ТП осуществить разрыв кольца.

Схему РУ 0,4кВ новой ТП принять двухсекционную с вводными и секционным автоматическими выключателями. В РУ 0,4кВ предусмотреть АВР.

3.1.2. Электроснабжение I секции РУ 6кВ новой ТП выполнить новой подземной КЛ 6кВ от РУ 6кВ ТП-117, ячейка №7 (выключатель нагрузки на номинальный ток 630А).

Электроснабжение II секции РУ 6кВ новой ТП выполнить новой подземной КЛ 6кВ от РУ 6кВ ТП-117, ячейка №1 (выключатель нагрузки на номинальный ток 630А).

Перезавести существующий кабель электроснабжения РУ 6кВ ТП-16, ячейка №2 ААБ-6 3×50 (СБ) L=420м из РУ 6кВ ТП-117, ячейка №1 в одну из линейных ячеек II секции РУ 6кВ новой ТП.

3.1.3. Подключение каждого из энергопринимающих устройств ЦК I и II категорий по надёжности электроснабжения выполнить двумя взаиморезервируемыми подземными КЛ 0,4кВ от фидеров разных секций РУ 0,4кВ новой ТП.

Нагрузку распределить равномерно по трём фазам.

Нагрузку потребителей I категории по надёжности электроснабжения подключить к схеме АВР в электроустановке потребителя.

### 3.2. Требования к релейной защите и автоматике

3.2.1. Защиту высоковольтных кабельных линий электроснабжения новой ТП выполнить через вакуумный выключатель ячейки №12 РУ 6кВ ТП-1 и масляный выключатель фидера №511 ГРУ-2 6кВ ТЭЦ.

3.2.2. Защиту силовых трансформаторов новой ТП выполнить через предохранители ячеек трансформаторов РУ 6кВ новой ТП.

3.2.3. Защиту оборудования РУ 0,4кВ новой ТП выполнить через вводные и секционный защитно-коммутационные аппараты РУ 0,4кВ новой ТП.

3.2.4. Защиту КЛ 0,4кВ РУ 0,4кВ новой ТП выполнить через защитно-коммутационные аппараты фидеров РУ 0,4кВ новой ТП.

### 3.3. Мероприятия по организации учета электрической энергии

Выполнить технический учёт электроэнергии на вводах 0,4кВ новой ТП и собственных нуждах новой ТП.

На вводах 0,4кВ применить счётчики трансформаторного подключения по току ПСЧ-4ТМ.05Д.17, а в цепях собственных нужд – непосредственного подключения по току ПСЧ-3ТМ.05Д.05.

Счётчики трансформаторного подключения по току подключить через установленные в каждой фазе трансформаторы тока класса точности 0,5S/10P с устройством опломбирования и коробку испытательную переходную Тв6.672.112 (ЛИМГ.301591.009) с устройством опломбирования, обеспечивающую закорачивание вторичных цепей трансформаторов тока, отключение токовых цепей счётчика и цепей напряжения в каждой фазе счётчиков при их замене или проверке, а также включение образцового счётчика без отсоединения проводов и кабелей.

Рассмотреть возможность применения существующего коммерческого учёта в

ячейках фидеров №106 ГРУ-1 6кВ и №511 ГРУ-2 6кВ ТЭЦ и ЗРУ 6кВ ГПП-40, ячейка №48.

### 3.4. Требования к проектированию электрической сети

На схему электроснабжения выполнить проект. В проекте:

- 1) произвести выбор места расположения и состава оборудования новой ТП;
- 2) произвести выбор трассы, марки и сечения КЛ 6кВ от РУ 6кВ ТП-117 до РУ 6кВ новой ТП, а также точку разрезания существующего кабеля электроснабжения РУ 6кВ ТП-16, ячейка № 2 и выбор его трассы до новой ТП;
- 3) произвести выбор трассы, марки и сечения КЛ 0,4кВ от РУ 0,4кВ новой ТП до энергопринимающих устройств ЦК;
- 4) выполнить проверочный расчёт существующих узлов коммерческого учёта в ячейках фидеров №106 ГРУ-1 6кВ и №511 ГРУ-2 6кВ ТЭЦ и ЗРУ 6кВ ГПП-40, ячейка №48;
- 5) выполнить расчёт потери напряжения в КЛ 6кВ:
  - от ЗРУ 6кВ ГПП-40, ячейка №48 до РУ 6кВ новой ТП;
  - от ГРУ-2 6кВ ТЭЦ, фидер №511 до РУ 6кВ новой ТП;
  - от ГРУ-1 6кВ ТЭЦ, фидер №106 до РУ 6кВ новой ТП;
- 6) выполнить расчёт потери напряжения в КЛ 0,4кВ от РУ 0,4кВ новой ТП до энергопринимающих устройств ЦК;
- 7) выполнить расчёт токов короткого замыкания в электрической сети 6кВ и сети 0,4кВ электроснабжения ЦК;
- 8) выполнить расчёт токов замыкания на землю в новых КЛ 6кВ для расчёта уставок дугогасящих катушек на ГПП-40 и ТЭЦ.

Проектную документацию разработать в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением данных технических условий.

Проект согласовать с ОГЭ РФЯЦ-ВНИИЭФ и другими заинтересованными организациями.

### 4. СРОК ДЕЙСТВИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Срок действия технических условий – два года с даты регистрации в ОГЭ РФЯЦ-ВНИИЭФ.

По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или изменении условий заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При этом требования в отношении обустройства внешнего электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на ОГЭ РФЯЦ-ВНИИЭФ и организации, их согласовавшие, продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

Технические условия от 12.09.2011 №2036/2501 аннулировать.

Заместитель начальника  
ОГЭ РФЯЦ-ВНИИЭФ  
по электротехническим вопросам



А.В. Карпов

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер  
ОАО «Обеспечение РЯЦ-ВНИИЭФ»

 А.Ф. Беляев

Директор ОАО «СЭСК»

 В.А. Румянцев

Главный инженер ПЭК РЯЦ-ВНИИЭФ

 Н.И. Живодеров

Расчёт максимальной мощности энергопринимающих устройств и максимального тока в точках присоединения к электрической сети ОАО «СЭСК» на границе балансовой принадлежности в РУ 6кВ ТП-72в (питание с ТЭЦ, ГРУ-2, секция №5, ячейка №11), ячейке №3 ТП-1 (питание с ТЭЦ, ГРУ-1, секция №1, ячейка №6) и ячейке №10 ТП-1 (питание с ГПП-40, ячейка №48)

При расчёте режимов работы электрической сети приняты следующие исходные данные:

- 1) предусмотрен вывод в ремонт любого одного трансформатора на ТП с числом трансформаторов больше двух и (или) трансформаторами разной мощности;
- 2) на ТП-72в и ТП-72в трансформаторы мощностью 1000кВА загружены на 70%, т.к. РУ 0,4кВ этих ТП связаны между собой;
- 3) на ТП-1 трансформатор №2 мощностью 560кВА загружен на 100%, а трансформаторы №1 мощностью 630кВА и №3 мощностью 630кВА – в сумме на 100% мощности трансформатора №2;
- 4) на ТП-71 трансформаторы №1 мощностью 560кВА, №2 мощностью 560кВА и №3 мощностью 630кВА загружены на 90% мощности трансформатора №1 (№2);
- 5) на ТП-44а трансформатор №2 мощностью 180кВА загружен на 70%, а трансформатор №1 мощностью 250кВА – на 70% мощности трансформатора №2;
- 6) на ТП-1а трансформатор №2 мощностью 630кВА загружен на 70%, а трансформатор №1 мощностью 1000кВА – на 70% мощности трансформатора №2;
- 7) на ТП-4 устанавливаются трансформаторы мощностью 630кВА (взамен 400кВА) и осуществляется разрыв кольца на секционном разъединителе согласно ТУ №085.01/247 от 15.06.2011;
- 8)  $t_{\text{ДВР ТП-1}}=1,5\text{с}$ ;
- 9)  $t_{\text{ДВР ТП-1а}}=2,0\text{с}$ ;
- 10)  $t_{\text{ДВР ТП-1б}}=2,5\text{с}$ ;
- 11)  $K_3=0,7$  – коэффициент загрузки трансформатора на двухтрансформаторной подстанции в нормальном режиме;
- 12)  $K_c$  – коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов ( $K_c=0,9$  при кол-ве тр-ров 2;  $K_c=0,7$  при кол-ве тр-ров 3÷5;  $K_c=0,65$  при кол-ве тр-ров 6÷10;  $K_c=0,6$  при кол-ве тр-ров 11÷20;  $K_c=0,55$  при кол-ве тр-ров >20);
- 13) допустимая длительная токовая нагрузка на КЛ 6кВ Т511 (ААБл-6 3×185)  $I_{\text{д.доп.Т511}}=340\text{А}$  (допустимая длительная токовая нагрузка на КЛ 6кВ ТП-72в, тр. – ТП-117, яч.2 (ААБ-6 3×50 | ААБ-6 3×95)  $I_{\text{д.доп.ТП-72в,тр.-ТП-117,яч.2}}=155+225=380\text{А}$ , поэтому по ней расчёт не производится);
- 14) допустимая длительная токовая нагрузка на КЛ 6кВ Т106 (2СБ-6 3×95)  $I_{\text{д.доп.Т106}}=2\times 295=590\text{А}$ ;
- 15) допустимая длительная токовая нагрузка на КЛ 6кВ Г48 (АСБ-6 3×150 | СБ-6 3×95)  $I_{\text{д.доп.Г48}}=300+295=595\text{А}$ .

### 1. Рабочий режим

$$P_{\text{р.Т511}}=(S_{\text{тр.ТП-72в}}\cdot 0,7^2+S_{\text{тр.ТП-117}}\cdot K_3+S_{\text{тр.ТП-ЦК}}\cdot K_3)\cdot K_c=(1000\cdot 0,7+630\cdot 0,7+1000\cdot 0,7)\cdot 0,7=$$

$$=(700+441+700)\cdot 0,7=1881\cdot 0,7=1317\text{кВА}$$

$$I_{\text{р.Т511}}=P_{\text{р.Т511}}/(\sqrt{3}\cdot U_{\text{н}})=1317/(1,73\cdot 6)=1317/10,38=127\text{А}<I_{\text{д.доп.Т511}}=340\text{А}$$

$$P_{p.T106} = (S_{тр.2ТП-1}^3) + S_{тр.ТП-39a} \cdot K_3 + S_{тр.ТП-726} \cdot 0,7^2 + S_{тр.ТП-70a} \cdot K_3 + S_{тр.ТП-4} \cdot K_3 + S_{тр.2ТП-44a} \cdot 0,7^3 + \\ - S_{тр.ТП-16} \cdot 2 \cdot K_3 + S_{тр.ТП-107} \cdot K_c = (560 + 1000 \cdot 0,7 + 1000 \cdot 0,7 + 630 \cdot 0,7 + 630 \cdot 0,7 + \\ - 180 \cdot 0,7 + 560 \cdot 2 \cdot 0,7 + 400) \cdot 0,65 = (560 + 700 + 700 + 441 + 441 + 126 + 784 + 400) \cdot \\ \cdot 0,65 = 4152 \cdot 0,65 = 2699 \text{кВА}$$

$$I_{p.T106} = P_{p.T106} / (\sqrt{3} \cdot U_{н}) = 2699 / (1,73 \cdot 6) = 2699 / 10,38 = 260 \text{А} < I_{д.доп.T106} = 590 \text{А}$$

$$P_{p.Г48} = (S_{тр.2ТП-1}^3) + S_{тр.ТП-71} \cdot 3 \cdot 0,9^4 + S_{тр.ТП-117} \cdot K_3 + S_{тр.ТП-ЦК} \cdot K_3 + S_{тр.ТП-2} + S_{тр.ТП-70} \cdot 2 \cdot K_3 + \\ + S_{тр.ТП-70a} \cdot K_3 \cdot K_c = (560 + 560 \cdot 3 \cdot 0,9 + 630 \cdot 0,7 + 1000 \cdot 0,7 + 400 + 320 \cdot 2 \cdot 0,7 + 630 \cdot 0,7) \cdot \\ \cdot 0,65 = (560 + 1512 + 441 + 700 + 400 + 448 + 441) \cdot 0,585 = 4502 \cdot 0,65 = 2926 \text{кВА}$$

$$I_{p.Г48} = P_{p.Г48} / (\sqrt{3} \cdot U_{н}) = 2926 / (1,73 \cdot 6) = 2926 / 10,38 = 282 \text{А} < I_{д.доп.Г48} = 595 \text{А}$$

## 2. Аварийные режимы

2.1. Аварийный выход КЛ 6кВ ТЭЦ, ГРУ-1, секция №1, ячейка №6 – ТП-1, ячейка №3 или ГПП-40, ячейка №48 – ТП-1, ячейка №10 и срабатывание АВР 6кВ на ТП-1

$$P_{p.ав.T511} = P_{p.T511} = 1317 \text{кВт}$$

$$I_{p.ав.T511} = I_{p.T511} = 127 \text{А} < I_{д.доп.T511} = 340 \text{А}$$

$$P_{p.ав.Г48 (T106)} = P_{p.Г48} + P_{p.T106} = 2926 + 2699 = 5625 \text{кВА}$$

$$I_{p.ав.Г48 (T106)} = I_{p.Г48} + I_{p.T106} = 282 + 260 = 542 \text{А} < I_{д.доп.T106} = 590 \text{А} < I_{д.доп.Г48} = 595 \text{А}$$

2.2. Аварийный выход КЛ 6кВ ТЭЦ, ГРУ-1, секция № 2, ячейка №18 – ТП-1а, ячейка №9 и срабатывание АВР 6кВ на ТП-1а

$$P_{p.ав.T511} = P_{p.T511} = 1317 \text{кВт}$$

$$I_{p.ав.T511} = I_{p.T511} = 127 \text{А} < I_{д.доп.T511} = 340 \text{А}$$

$$P_{p.ав.T106} = P_{p.T106} = 2699 \text{кВт}$$

$$I_{p.ав.T106} = I_{p.T106} = 260 \text{А} < I_{д.доп.T106} = 590 \text{А}$$

$$P_{p.ав.Г48} = (S_{тр.2ТП-1}^3) + S_{тр.ТП-71} \cdot 3 \cdot 0,9^4 + S_{тр.ТП-117} \cdot K_3 + S_{тр.ТП-ЦК} \cdot K_3 + S_{тр.ТП-2} + S_{тр.ТП-70} \cdot 2 \cdot K_3 + \\ + S_{тр.ТП-70a} \cdot K_3 + S_{тр.2ТП-1a} \cdot 2 \cdot 0,7^6 + S_{тр.ТП-39} \cdot 2 \cdot K_3 + S_{тр.ТП-39a} \cdot K_3 + S_{тр.ТП-49a} + S_{тр.ТП-1086} + \\ + S_{тр.ТП-34} \cdot K_c = (560 + 560 \cdot 3 \cdot 0,9 + 630 \cdot 0,7 + 1000 \cdot 0,7 + 400 + 320 \cdot 2 \cdot 0,7 + 630 \cdot 0,7 + \\ + 630 \cdot 2 \cdot 0,7 + 1000 \cdot 2 \cdot 0,7 + 1000 \cdot 0,7 + 320 + 400 + 400) \cdot 0,6 = (560 + 1512 + 441 + 700 + \\ + 400 + 448 + 441 + 882 + 1400 + 700 + 320 + 400 + 400) \cdot 0,6 = 8604 \cdot 0,6 = 5162 \text{кВА}$$

$$I_{p.ав.Г48} = P_{p.ав.Г48} / (\sqrt{3} \cdot U_{н}) = 5162 / (1,73 \cdot 6) = 5162 / 10,38 = 497 \text{А} < I_{д.доп.Г48} = 595 \text{А}$$

Заместитель начальника  
ОГЭ РФЯЦ-ВНИИЭФ  
по электротехническим вопросам



А.В. Карпов



ул. Родичкина

Мойка

Продукт

Автохозяйство №2

Варламовская дорога 9

Варламовская дорога 6

384 каб - 14.6 м. в. в.

726-724

722-51-724

72-724

Масляная  
камера

4

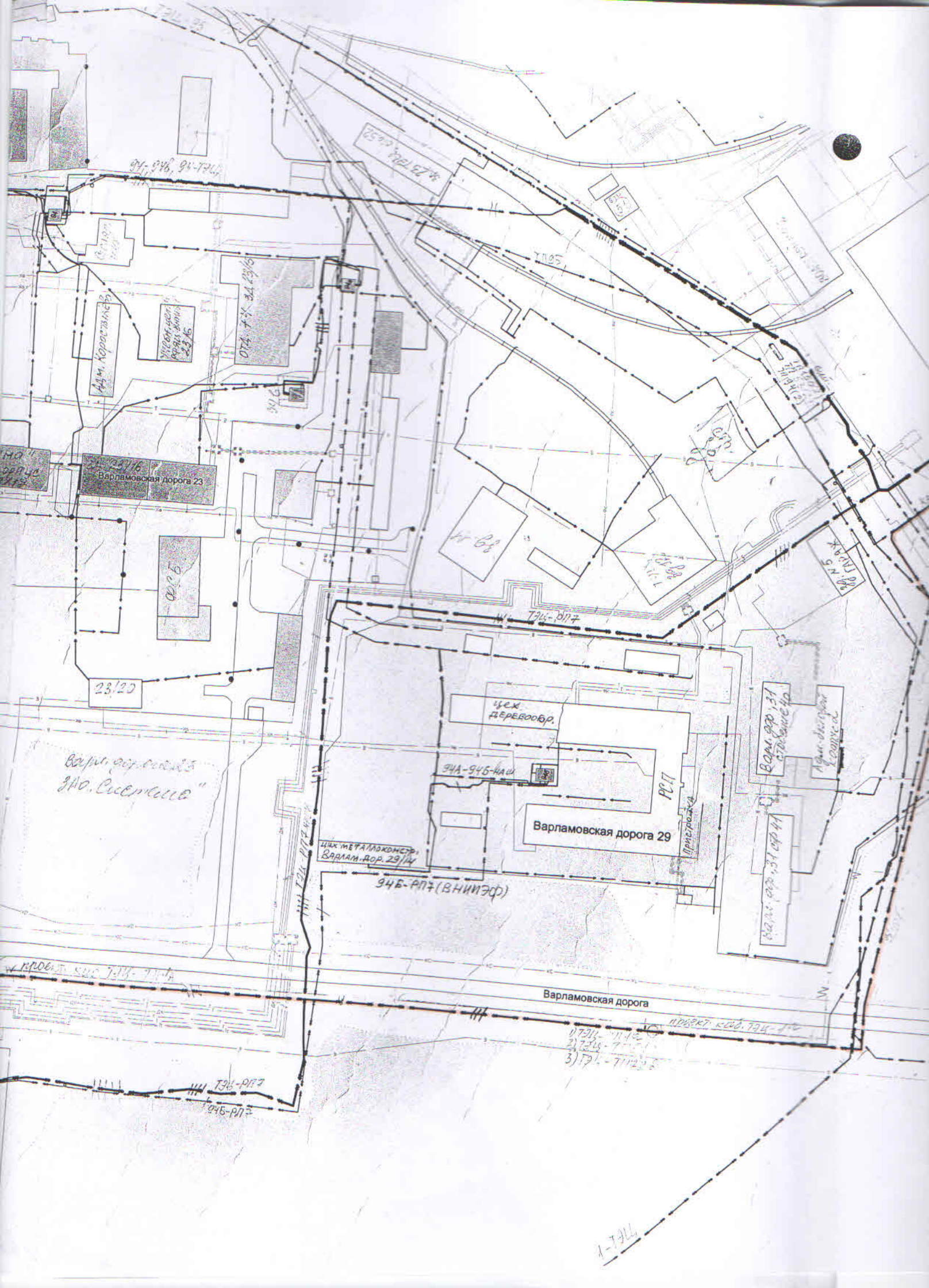
5

W

W

15





94-94Б, 94-721/1

94-94Б-И/Ш

Т105

Адм. Корпус

Участок №1  
Рядом с 23/16

074-74-34 23/16

01/1

23/16  
Варламовская дорога 23

02/5

23/20

1/68

1/11

1/11

Т24-РП7

цех  
перераб.

94А-94Б-И/Ш

РСП

Варламовская дорога 29

Пристройка

Варламовская  
д. 29

Адм. корпус  
к. 29/1

цех металлоконстр.  
Варламовская д. 29/И

94Б-РП7 (ВНИИЭФ)

Варламовская  
д. 29/И

Варламовская дорога

- 1) 721 - 711/1
- 2) 721 - 711/2
- 3) 721 - 711/3

проект № 01.721-1/1

Т24-РП7

94Б-РП7

1-721

