

«СОГЛАСОВАНО»

ООО «АТЛАНТ - КРЫМ»

99011, Севастополь, ул. Гоголя, 20а

«УТВЕРЖДАЮ»

**ООО "Черемшина
ЭНЕРГОСТАНДАРТ"**

99012, г. Севастополь, ул. Паршина, 29
телефон (0692) 933690

mail@chs.com.ua <http://chs.com.ua>

Директор предприятия

« ____ » _____ 2011 г.

Директор предприятия

« ____ » _____ 2011 год

Н.В. Вовк

**НЕЗАВИСИМАЯ
ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
ЛАБОРАТОРИЯ СОВРЕМЕННОЙ
ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ**

99012, г.Севастополь, ул. Паршина, 29
телефон (0692) 933690

Свидетельство об аттестации, регистрационный номер
РИ № 042/08 от 17 октября 2008 г.

Заведующий лабораторией

« ____ » _____ 2011 год

М.М. Коломойцев

Протокол № 628-08/11

испытаний электрической энергии

по показателям качества, установленным ГОСТ 13109-97

(на 11 листах)

Севастополь
2011 г.

1 ЗАКАЗЧИК ИСПЫТАНИЙ

Наименование: филиал ООО «Атлант-Крым» в лице директора предприятия Колобов В.П.
Адрес: 99011 г. Севастополь, ул. Гоголя, 20а кв. 53.

2 ЦЕЛЬ ИСПЫТАНИЙ И РАБОТ

1. Контрольные испытания на соответствие требованиям ГОСТ 13109-97, п.п. 5.4.1, 5.4.2, 5.5.1, 5.5.2, 5.6. по показателям качества электроэнергии (ПКЭ) в двух пунктах контроля.

2. Анализ полученных результатов, с целью выработки мер для повышения надежности работы технологического оборудования.

3 ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ ПУНКТОВ КОНТРОЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Пункт контроля электроэнергии:

1. РУ с напряжением 0,4 кВ в ТП б/н в здании объекта;
2. Секция трансформатора КТП-1516 сторона 6,0кВ.

Адрес: ТК «Домино», г. Севастополь, ул. Бульвар Гидроавтов, 60.

4 ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ ЦЕНТРА ПИТАНИЯ

Центр питания: указанное РУ (№1) получает питание посредством собственной кабельной линии от КТП-1516. Граница балансовой принадлежности с поставщиком ЭЭ находится на ближайшей к КТП-1516 опоре по линии 6,0кВ (см. Приложение к Договору поставки электрической энергии). Поставку электрической энергии осуществляет ПАО «Севастопольэнерго» посредством воздушной линии, подходящей к указанной опоре.

5 СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ И РАБОТ

Измерения физических величин и параметров электрической сети в пункте контроля, выполнялись в период с 12 августа по 22 августа 2011 года.

Обработка информации проводилась с 22 по 25 августа 2011 г.

6 ОБЪЕМ ИСПЫТАНИЙ

• Выполнялись измерения действующих значений следующих физических величин и параметров в трех фазах одновременно:

- Фазные напряжения - U_a, U_b, U_c , Вольт;
- Междугазные (линейные) напряжения - U_{ab}, U_{bc}, U_{ca} , Вольт;
- Фазные токи и ток нулевого провода – I_a, I_b, I_c , Ампер;
- Фазные и суммарная потребляемые активные мощности - P_a, P_b, P_c, P_{sum} , кВт;
- Фазные и суммарная потребляемые реактивные мощности - Q_a, Q_b, Q_c, Q_{sum} , кВАр;
- Фазные и суммарная потребляемые полные мощности - S_a, S_b, S_c, S_{sum} , кВА;
- Фазные и результирующий коэффициент мощности - $\cos\varphi_a, \cos\varphi_b, \cos\varphi_c, \cos\varphi$ ед.;
- Частота - f , Гц;
- THD-фактор фазных напряжений до 51 гармоники – $THD_{U_a}, THD_{U_b}, THD_{U_c}$, %;
- THD-фактор междугазных (линейных) напряжений до 51 гармоники – $THD_{U_{ab}}, THD_{U_{bc}}, THD_{U_{ca}}$, %;
- THD фактор фазных токов и тока нулевого провода до 51 гармоники - $THD_{I_a}, THD_{I_b}, THD_{I_c}, THD_{I_n}$, %.
- Гармонические составляющие фазных токов и тока нулевого провода до 15 гармоники;
- Гармонические составляющие фазных напряжений до 15 гармоники;
- Гармонические составляющие междугазных (линейных) напряжений до 15 гармоники.

10 РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ

Результаты измерений ПКЭ приведены в приложении А.

Графики (фрагменты) изменения физических величин в точке контроля приведены в Приложении В.

11 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

11.1 Заключение по цели №1

Пункт контроля №1

Численные результаты измерений физических величин показателей качества поставляемой электроэнергии приведены в таблицах (Приложение А. 1 – Приложение А. 3).

Общие выводы по результатам измерений за весь период измерений и расчетов ПКЭ, приведенных в указанных выше таблицах, и сопоставления их с требованиями ГОСТ 13109 изложены в таблице 1 настоящего протокола.

Таблица 1

δU_y	по установившемуся отклонению напряжения	не соответствует	Приложение А. 1– Приложение А. 3
K_U	по коэффициенту искажения синусоидальности напряжения	соответствует	
K_{2U}	по коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности	не соответствует	
K_{0U}	по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности	не соответствует	
Δf	по отклонениям частоты	соответствует	

Не выполнялось из-за отсутствия необходимости:

- по дозе фликера (P_t);
- по импульсному напряжению ($U_{имп}$);
- по коэффициенту временного перенапряжения ($K_{пер\ U}$);
- по размаху изменения напряжения (δU_t);
- по длительности провала напряжения (Δt_n).

Пункт контроля №2

Численные результаты измерений физических величин показателей качества поставляемой электроэнергии приведены в таблицах (Приложение А. 4 – Приложение А. 6).

Общие выводы по результатам измерений за весь период измерений и расчетов ПКЭ, приведенных в указанных выше таблицах, и сопоставления их с требованиями ГОСТ 13109 изложены в таблице 1 настоящего протокола.

Таблица 1

δU_y	по установившемуся отклонению напряжения	не соответствует	Приложение А. 4 – Приложение А. 6
K_U	по коэффициенту искажения синусоидальности напряжения	соответствует	
K_{2U}	по коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности	не соответствует	
K_{0U}	по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности	не соответствует	
Δf	по отклонениям частоты	соответствует	

Не выполнялось из-за отсутствия необходимости:

- по дозе фликера (P_t);
- по импульсному напряжению ($U_{имп}$);
- по коэффициенту временного перенапряжения ($K_{пер U}$);
- по размаху изменения напряжения (δU_t);
- по длительности провала напряжения (Δt_n).

11.2 Заключение по цели №2

11.2.1 Действующее значение линейного, а так же фазного напряжения сети, поступающего на ввод пункта контроля №1 объекта, имеет заниженное значение, о чем свидетельствует как несоответствие по ПКЭ установившееся отклонение напряжения (п. 11.1), так и результаты измерений напряжения, выполненных в течение всего периода наблюдений. В Приложение В 1 показана характерная диаграмма линейного напряжения на вводе предприятия. Из анализа данных следует, что среднее за период измерений значение линейного напряжения (376 В) ниже номинального значения (380 В), а максимальное значение (387 В) – является близким к установленной норме ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 29322-92.

Данная ситуация повторяется и на вводе пункта контроля №2 объекта – на стороне 6,0кВ. Из анализа данных следует, что среднее за период измерений значение линейного напряжения (5763 В) ниже номинального значения (6000 В), а максимальное значение (6314 В) – является близким к установленной норме ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 29322-92. В Приложение В 3 и Приложение В 4 показаны характерные диаграммы линейного и фазного напряжений на вводе предприятия.

Это приводит к снижению надежности и технического ресурса электрооборудования объекта.

11.2.2 В целом напряжение (как фазное, так и линейное в обоих пунктах контроля) имеет значительный перекос. Об этом свидетельствует факт несоответствия по ПКЭ - по коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности (линейное) и по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности (фазное). В фазе С (напряжение NC) напряжение на протяжении всего периода измерений не превышало среднего значения в 201 вольт. Периодически в данной фазе напряжение снижалось до 189В.

11.2.3 В процессе проведения измерений проведен контроль нагружения сети штанными электроприемниками, а так же максимально возможное разгружение (оставлено освещение периметра и минимальные бытовые нагрузки). На протяжении периода измерений было выявлено следующее (см. Приложение В 5):

- сетевое оборудование – фрагмент кабельной линии 6,0кВ, трансформатор силовой и кабельная линия 0,4кВ исправны и не требуют модернизации или ремонта;
- сеть нагружается однофазными потребителями неравномерно в пределах допуска НТД на трансформатор силовой ТМ-630;
- значительный размах напряжений (от максимального одной фазы до минимального другой фазы) отрицательно сказывается на показатели сети в целом и на работоспособность и исправность оборудования.
- мощность нагрузки не превышает уровень разрешенного лимита в соответствии с договором на поставку электрической энергии и не превышает 30% номинальной мощности трансформатора.

При анализе данных токов нагрузки, мощностей и напряжений в едином масштабе времени, можно сделать предварительный вывод о слабости питающей сети.

11.2.4 Дополнительно выполнен анализ корректности работы компенсационного оборудования – установки компенсации реактивной мощности (АУКРМ). Установка в целом работает нормально. Эффективность работы АУКРМ не превышает (75 – 80)% при (90-95) возможных. Фрагменты характера изменения реактивной мощности показаны в Приложение В 6, Приложение В 7, Приложение В 8. При анализе данных ярко выражена несимметрия реактивной нагрузки.

12 РЕКОМЕНДАЦИИ:

Необходимо выполнить следующие работы:

1. Составить карту нагрузок (список потребителей) и однолинейную схему их расположения. Подготовить минимально необходимый объем документации по сети (конкретное название документов, их количество и объем будут оговорены дополнительно в случае заинтересованности). Отдельно выделить оборудование, имеющее реактивный характер нагрузки.

2. По результатам анализа сети и оборудования на объекте произвести максимально возможное симметрирование нагрузок, в первую очередь реактивных.

3. Мероприятия по п. 12 пп.1 и пп.2 могут быть выполнены сотрудником (электриком, энергетиком) предприятия с помощью Исполнителя.

4. Учитывая результаты контрольных измерений, необходимо обратиться с требованием к поставщику электрической энергии о приведении ПКЭ в норму с ГОСТ-13109.

5. Провести тщательное обследование оборудования компенсации реактивной мощности и с результатами работ по п. 12 пп.1 и пп.2 настоящих рекомендаций провести ремонт (модернизацию) данного оборудования.

6. Учитывая значительные неоправданные технические потери, насчитываемые поставщиком электрической энергии ежемесячно, произвести проектирование и перемещение средств коммерческого учета на границу балансовой принадлежности.

13 ДОПОЛНЕНИЕ

Межгосударственный стандарт ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» введен в действие на территории Украины с 01.01.2000 года и является обязательным к исполнению для предприятий всех форм собственности в части касающейся показателей качества поставляемой электроэнергии.

Инженер испытатель

Аришин В.Л.

Приложение А

Приложение А. 1 – Результаты измерений показателей качества электрической энергии в пункте контроля №1

Показатель	Значение показателя	Норма	Условие соответствия	Вывод о соответствии	δ^3
δU_y мин.	4,64	НДЗ ¹ - 5%	обоим критериям	не соответствует	$\pm 0,2\%$
δU_y макс.	6,75	ПДЗ ² - 10%			
K_U мин.	2,3	НДЗ ¹ - 8%	не более	соответствует	$\pm 0,2\%$
K_U макс.	6,1	ПДЗ ² - 12%	не более	соответствует	
K_{2U} макс.	9,89	ПДЗ ² - 4%	не более	не соответствует	$\pm 0,2\%$
$K_{2U} 0,95$	7,87	НДЗ ¹ - 2%	не более	не соответствует	
K_{0U} макс.	14,57	ПДЗ ² - 4%	не более	не соответствует	$\pm 0,2\%$
$K_{0U} 0,95$	12,48	НДЗ ¹ - 2%	не более	не соответствует	
Δf мин.	минус 0,05	ПДЗ ² - 0,4Гц	не более	соответствует	$\pm 0,02\text{Гц}$
Δf макс.	0,05	НДЗ ¹ - 0,2Гц	не более	соответствует	

Примечание:
 1. - НДЗ - нормально допустимое значение.
 2. - ПДЗ - предельно допустимое значение.
 3. - δ – инструментальная погрешность измерения.

Приложение А. 2– Результаты испытаний электрической энергии по коэффициенту n-й гармонической составляющей линейного напряжения в пункте контроля №1

n ¹	Значение показателя - $K_{U(n)}$	Норма, %	Условие соответствия	Вывод о соответствии	δ^3
3	3,2	5,0	не более	соответствует	$\pm 1,0\%$
5	2,2	6,0	не более	соответствует	
7	1,3	5,0	не более	соответствует	
9	0,2	1,5	не более	соответствует	
>11	–	3,5	не более	соответствует	

Примечание:
 1. – номер гармонической составляющей напряжения.
 2. – не приводится, по причине незначительности.
 3. - δ – инструментальная погрешность измерения.

Приложение А. 3 – Результаты испытаний электрической энергии по коэффициенту n-й гармонической составляющей фазного напряжения в пункте контроля №1

n ¹	Значение показателя - $K_{U(n)}$	Норма, %	Условие соответствия	Вывод о соответствии	δ^3
3	3,5	5,0	не более	соответствует	$\pm 1,0\%$
5	2,2	6,0	не более	соответствует	
7	1,5	5,0	не более	соответствует	
9	0,9	1,5	не более	соответствует	
>11		3,5	не более		

Примечание:
 1. – номер гармонической составляющей напряжения.
 2. – не приводится, по причине незначительности.
 3. - δ – инструментальная погрешность измерения.