

---

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
к актуализированной схеме теплоснабжения  
городского округа город Сургут  
на период до 2035 года  
(Актуализация на 2023 год)**



**Книга 5**

**Глава 4 Существующие и перспективные балансы  
тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой  
нагрузки потребителей**

**Исполнитель: ООО «ДЖИ ДИНАМИКА»**

**г. Санкт-Петербург, 2022 г.**

## Оглавление

<b>Раздел 1</b> Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки .....	<b>4</b>
<b>Раздел 2</b> Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии .....	<b>38</b>
<b>Раздел 3</b> Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	<b>49</b>
<b>Раздел 4</b> Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	<b>50</b>

## Перечень таблиц

Таблица 1.1 Балансы тепловой энергии (мощности в горячей воде) и перспективной тепловой нагрузки в каждой технологической зоне действующих и запланированных к строительству (выборочно) централизованных теплоисточников с определением резервов (дефицитов) их тепловой мощности.....	5
Таблица 1.2 Балансы тепловой энергии (мощности в горячей воде) и перспективной тепловой нагрузки в каждой технологической зоне действующих и запланированных к строительству централизованных теплоисточников с определением резервов (дефицитов) их тепловой мощности (с учётом мероприятий по выбранному в мастер-плане варианту развития систем теплоснабжения) .....	21
Таблица 2.1 Рекомендуемые параметры располагаемых напоров и давления сетевой воды на выходе из теплоисточников.....	47

**Раздел 1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки**

В таблице 1.1 приведены балансы тепловой энергии по каждому источнику без учета реализации мероприятий, в таблице 1.2 балансы тепловой энергии по каждому источнику с учётом принятого варианта развития системы теплоснабжения г. Сургута.































Источник	Параметр	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Котельная кв Пойма-2	Вентиляция							29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405
Котельная кв Пойма-2	ГВС							7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176
Котельная кв Пойма-2	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч							0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Котельная НТЦ №1	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч						56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00
Котельная НТЦ №1	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная НТЦ №1	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч						56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00
Котельная НТЦ №1	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч						2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
Котельная НТЦ №1	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч						53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76
Котельная НТЦ №1	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч						2,60	2,597	2,597	2,666	2,666	2,666	2,666	2,666	2,923	2,923	2,923
Котельная НТЦ №1	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч						37,10	37,10	37,10	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	41,76	41,76	41,76
Котельная НТЦ №1	Отопление						32,50	32,50	32,50	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	36,76	36,76	36,76
Котельная НТЦ №1	Вентиляция						0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная НТЦ №1	ГВС						4,600	4,600	4,600	4,668	4,668	4,668	4,668	4,668	4,998	4,998	4,998
Котельная НТЦ №1	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч						14,06	14,06	14,06	13,01	13,01	13,01	13,01	13,01	9,08	9,08	9,08
Котельная НТЦ №2	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч							29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00
Котельная НТЦ №2	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная НТЦ №2	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч							29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00
Котельная НТЦ №2	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч							0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Котельная НТЦ №2	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч							28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42
Котельная НТЦ №2	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч							1,33	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325
Котельная НТЦ №2	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч							26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50
Котельная НТЦ №2	Отопление							22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Котельная НТЦ №2	Вентиляция							0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная НТЦ №2	ГВС							4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500
Котельная НТЦ №2	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч							0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Локальная газовая котельная	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч				18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Локальная газовая котельная	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Локальная газовая котельная	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч				18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Локальная газовая котельная	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч				0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Локальная газовая котельная	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч				17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28
Локальная газовая котельная	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч				0,39	0,395	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	1,023
Локальная газовая котельная	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч				5,64	5,64	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	14,61
Локальная газовая котельная	Отопление				4,41	4,41	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	12,36
Локальная газовая котельная	Вентиляция				0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,867
Локальная газовая котельная	ГВС				0,563	0,563	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,387
Локальная газовая котельная	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч				11,25	11,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	1,65

\*Располагаемая мощность нетто ГРЭС-1 приведена с учетом запорного резерва из-за недостаточной пропускной способности магистральных участков тепловой сети ГРЭС-1 ПКТС ООО «СГЭС»

\*\* Потери тепловой энергии в зоне действия источника СГРЭС-1 и СГРЭС-2 относятся к теплоснабжающим организациям ООО "СГЭС" и СГМУП "ГТС"



























Источник	Параметр	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Котельная ООО «СКАТ-Югра»	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Котельная ООО «СКАТ-Югра»	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Котельная ООО «СКАТ-Югра»	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч	1,7	1,7	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Котельная ООО «СКАТ-Югра»	Отопление	1,7	1,7	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Котельная ООО «СКАТ-Югра»	Вентиляция	0	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная ООО «СКАТ-Югра»	ГВС	0	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная ООО «СКАТ-Югра»	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч								3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч								0	0	0	0	0	0	0	0	0
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч								3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч								0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч								2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч								0,10	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч								2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Отопление								2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Вентиляция								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	ГВС								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Блочно-модульная котельная 48 мкр.	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч								0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
котельная п. Снежный	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч			1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
котельная п. Снежный	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
котельная п. Снежный	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч			1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
котельная п. Снежный	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч			0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
котельная п. Снежный	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч			1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
котельная п. Снежный	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч			0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,06	0,06	0,06
котельная п. Снежный	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч			0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,83	0,83	0,83
котельная п. Снежный	Отопление			0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,70	0,70	0,70
котельная п. Снежный	Вентиляция			0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,068	0,068	0,068
котельная п. Снежный	ГВС			0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,056	0,056	0,056
котельная п. Снежный	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч			0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,26	0,26	0,26
Котельная ЦЖ-1, 1	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч								24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
Котельная ЦЖ-1, 1	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч								0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная ЦЖ-1, 1	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч								24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
Котельная ЦЖ-1, 1	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч								0,20	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Котельная ЦЖ-1, 1	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч								23,80	23,80	23,80	23,80	23,80	23,80	23,80	23,80	23,80
Котельная ЦЖ-1, 1	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч								1,52	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521
Котельная ЦЖ-1, 1	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч								21,73	21,73	21,73	21,73	21,73	21,73	21,73	21,73	21,73
Котельная ЦЖ-1, 1	Отопление								18,61	18,61	18,61	18,61	18,61	18,61	18,61	18,61	18,61
Котельная ЦЖ-1, 1	Вентиляция								0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная ЦЖ-1, 1	ГВС								3,122	3,122	3,122	3,122	3,122	3,122	3,122	3,122	3,122
Котельная ЦЖ-1, 1	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч								0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Котельная кв. П-12	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч								1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Котельная кв. П-12	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч								0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная кв. П-12	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч								1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Котельная кв. П-12	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч								0,04	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
Котельная кв. П-12	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч								1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Котельная кв. П-12	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч								0,03	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,069	0,069	0,069
Котельная кв. П-12	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч								0,41	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,98	0,98	0,98

Источник	Параметр	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Котельная кв. П-12	Отопление								0,38	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,90	0,90	0,90
Котельная кв. П-12	Вентиляция								0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная кв. П-12	ГВС								0,032	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,080	0,080	0,080
Котельная кв. П-12	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч								0,61	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,01	0,01	0,01
Котельная кв. П-9	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч							4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
Котельная кв. П-9	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная кв. П-9	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч							4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
Котельная кв. П-9	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч							0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Котельная кв. П-9	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч							4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Котельная кв. П-9	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч							0,21	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264
Котельная кв. П-9	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч							3,05	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77
Котельная кв. П-9	Отопление							2,46	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
Котельная кв. П-9	Вентиляция							0,381	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475
Котельная кв. П-9	ГВС							0,208	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256
Котельная кв. П-9	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч							1,05	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Котельная мкр. 51 (проект)	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч			60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Котельная мкр. 51 (проект)	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная мкр. 51 (проект)	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч			60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Котельная мкр. 51 (проект)	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч			2,40	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Котельная мкр. 51 (проект)	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч			57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60
Котельная мкр. 51 (проект)	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч			0,31	1,117	1,968	2,120	2,563	2,769	2,895	2,997	3,218	3,218	3,218	3,218	3,218	3,246
Котельная мкр. 51 (проект)	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч			4,50	13,65	24,04	25,90	31,31	33,84	35,37	36,61	39,32	39,32	39,32	39,32	39,32	39,66
Котельная мкр. 51 (проект)	Отопление			2,95	9,25	17,15	18,96	23,76	26,10	27,64	28,84	31,54	31,54	31,54	31,54	31,54	31,86
Котельная мкр. 51 (проект)	Вентиляция			0,031	0,087	0,418	0,438	0,806	0,912	0,912	0,933	0,933	0,933	0,933	0,933	0,933	0,933
Котельная мкр. 51 (проект)	ГВС			1,515	4,315	6,470	6,505	6,749	6,825	6,825	6,841	6,841	6,841	6,841	6,841	6,841	6,861
Котельная мкр. 51 (проект)	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч			52,79	42,84	31,59	29,58	23,72	21,00	19,33	17,99	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	14,70
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч								2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч								0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч								2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч								0,10	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч								2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч								0,16	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч								2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Отопление								1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Вентиляция								0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	ГВС								0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139
Котельная Производственно-торгового комплекса кв. П-10	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч									68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч								0	0	0	0	0	0	0	0	0
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч									68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч								2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч								65,28	65,28	65,28	65,28	65,28	65,28	65,28	65,28	65,28
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч								0,00	0,002	0,002	0,002	0,002	0,111	0,758	0,758	3,961
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч								0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	1,59	10,83	10,83	56,59
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Отопление								0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	1,48	10,10	10,10	51,51

Источник	Параметр	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Вентиляция									0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	ГВС									0,002	0,002	0,002	0,002	0,108	0,726	0,726	5,076
Новая котельная мкр.СЗП1 (69 Гкал/ч)	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч									65,25	65,25	65,25	65,25	63,58	53,70	53,70	4,73
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч								3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч								0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч								3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч								0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч								3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч								0,22	0,218	0,218	0,218	0,218	0,218	0,218	0,218	0,218
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч								3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Отопление								2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Вентиляция								0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	ГВС								0,776	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776
Котельная Торгово-развлекательного комплекса мкр. 39	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч								0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч								3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч								0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч								3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч								0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч								3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч								0,21	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч								3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Отопление								2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Вентиляция								0,399	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	ГВС								0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206
Котельная Бизнес-центра мкр. 35	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч								0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Котельная кв Пойма-2	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч							61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00
Котельная кв Пойма-2	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная кв Пойма-2	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч							61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00
Котельная кв Пойма-2	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч							0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная кв Пойма-2	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч							61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00
Котельная кв Пойма-2	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч							0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная кв Пойма-2	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч							60,50	60,50	60,50	60,50	60,50	60,50	60,50	60,50	60,50	60,50
Котельная кв Пойма-2	Отопление							23,92	23,92	23,92	23,92	23,92	23,92	23,92	23,92	23,92	23,92
Котельная кв Пойма-2	Вентиляция							29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405	29,405
Котельная кв Пойма-2	ГВС							7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176	7,176
Котельная кв Пойма-2	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч							0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Котельная НТЦ №1	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч						56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00
Котельная НТЦ №1	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная НТЦ №1	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч						56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00
Котельная НТЦ №1	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч						2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
Котельная НТЦ №1	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч						53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76	53,76
Котельная НТЦ №1	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч						2,60	2,597	2,597	2,666	2,666	2,666	2,666	2,666	2,923	2,923	2,923
Котельная НТЦ №1	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч						37,10	37,10	37,10	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	41,76	41,76	41,76
Котельная НТЦ №1	Отопление						32,50	32,50	32,50	33,42	33,42	33,42	33,42	33,42	36,76	36,76	36,76
Котельная НТЦ №1	Вентиляция						0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная НТЦ №1	ГВС						4,600	4,600	4,600	4,668	4,668	4,668	4,668	4,668	4,998	4,998	4,998

Источник	Параметр	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Котельная НТЦ №1	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч						14,06	14,06	14,06	13,01	13,01	13,01	13,01	13,01	9,08	9,08	9,08
Котельная НТЦ №2	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч							29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00
Котельная НТЦ №2	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная НТЦ №2	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч							29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00
Котельная НТЦ №2	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч							0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Котельная НТЦ №2	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч							28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42	28,42
Котельная НТЦ №2	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч							1,33	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325
Котельная НТЦ №2	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч							26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50
Котельная НТЦ №2	Отопление							22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Котельная НТЦ №2	Вентиляция							0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная НТЦ №2	ГВС							4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500
Котельная НТЦ №2	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч							0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Локальная газовая котельная	Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде, Гкал/ч				18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Локальная газовая котельная	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Локальная газовая котельная	Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч				18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Локальная газовая котельная	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч				0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Локальная газовая котельная	Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч				17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28
Локальная газовая котельная	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч				0,39	0,395	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	0,918	1,023
Локальная газовая котельная	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей (расчетная), Гкал/ч				5,64	5,64	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	13,11	14,61
Локальная газовая котельная	Отопление				4,41	4,41	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	12,36
Локальная газовая котельная	Вентиляция				0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,669	0,867
Локальная газовая котельная	ГВС				0,563	0,563	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,284	1,387
Локальная газовая котельная	Резерв(+)/дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч				11,25	11,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	1,65

\*\* Потери тепловой энергии в зоне действия источника СГРЭС-1 и СГРЭС-2 относятся к теплоснабжающим организациям ООО "СГЭС" и СГМУП "ГТС"

## **Раздел 2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии**

### **1. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутренних трактов сетевой воды теплоисточников СГРЭС-1 и ПКТС с учетом имеющихся ограничений и допустимых характеристик оборудования**

#### ***Анализ оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-1***

Установленная теплофикационная мощность СГРЭС-1 для теплоснабжения города Сургута (без учета сторонних потребителей и собственных нужд) составляет 703 Гкал/ч (блоки 12, 14 и 15).

Проектная схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (до выполнения реконструкции в 2011 году) имела максимальную пропускную способность равную 8500...8700 т/ч (не зависимо от числа включенных сетевых насосов и включения в работу ПСГ блока 12).

При данном расходе циркуляции 8500...8700 т/ч максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составлял не более 464...475 Гкал/ч (при Тн.в. = - 23,0<sup>0</sup>С) и 358...366 Гкал/ч (при Тн.в. = - 43,0<sup>0</sup>С).

#### **Выводы по теплофикационному комплексу теплоисточника СГРЭС-1:**

1). Проектная схема теплофикационного комплекса теплоисточника СГРЭС-1 для вывода тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» имела резерв по тепловой мощности и величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию максимального расхода циркуляции 8500...8700 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года):

- резерв по увеличению циркуляции  $(8700 - 7900) = 800$  т/ч (+10%);
- резерв по максимальному отпуску тепловой энергии от СГРЭС-1 при Тн.в. = - 23,0<sup>0</sup>С  $(475,2 - 431,5) = 43,7$  Гкал/ч (+10%).

2). Запертая тепловая мощность СГРЭС-1 проектной схемы теплофикационного комплекса теплоисточника СГРЭС-1 для вывода тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» по условию максимальной пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды 8500...8700 т/ч составляет 228 Гкал/ч.

3). После выполнения в 2011 году реконструкции схемы внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 по проекту ЗАО «ПИЦ УралТЭП» 03.060.07.00-10 «Сургутская ГРЭС-1. Увеличение пропускной способности трубопроводов СГРЭС-1 существующей СЦТ», с увеличением пропускной способности, появилась возможность увеличить отпуск тепловой энергии на город по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года):

- увеличение циркуляции  $(11000 - 7900) = 3100$  т/ч (+39%);
- увеличение максимального отпуска тепловой энергии от СГРЭС-1 при Тн.в. = - 23,0<sup>0</sup>С  $(600,8 - 431,5) = 169,3$  Гкал/ч (+39%).

#### **Основные выводы по теплофикационному комплексу СГРЭС-1**

1). Теплоисточник СГРЭС-1 на настоящий момент не имеет ограничений по гидравлическому режиму и отпуску теплоты и после завершения работ по реконструкции внутреннего тракта сетевой воды обладает требуемым резервом для нужд теплоснабжения города Сургута.

2). Пропускная способность внутреннего тракта сетевой воды и существующий состав насосного оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-1:

- первый подъем (ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2) с насосами СЭ2500-60-11;
- второй подъем (ТНЗ-1...ТНЗ-6) с насосами СЭ2500-180-10.

При существующем максимальном расходе циркуляции в тепломагистрали «СГРЭС-

1 – ПКТС» составляющем 7750...7890 т/ч (7900 ч) имеет резерв для обеспечения увеличения циркуляции при аварийных режимах на  $(11000 - 7900) = 3100$  т/ч (+39%).

### ***Анализ гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»***

Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутренний тракт сетевой воды ПКТС на настоящий момент не обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

В отопительных сезонах 2016-2017 г.г. и на 2017-2018 г.г. для режима в точке излома температурного графика на выходе из ПКТС на город постоянно фиксируются нарушения гидравлического режима, вызванные снижением расчетного располагаемого напора на город на  $0,5 \dots 1,2$  кгс/см<sup>2</sup>, что недопустимо.

### ***Выводы по гидравлическим режимам тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»***

1). Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на настоящий момент является основным ограничителем подачи требуемого расхода теплоносителя в город от теплоисточника СГРЭС-1 и не обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

2). Дальнейшее подключение потребителей в зоне теплоснабжения ПКТС без увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и(или) выполнения работ по техническому перевооружению внутреннего тракта сетевой воды ПКТС недопустимо, т.к. это может привести к полному «обвалу» гидравлического режима СЦТ Центрального жилого района города Сургута.

### ***Анализ тепловых режимов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС».***

Для увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм с 2007 года была увеличена температура в подающем трубопроводе на выходе с СГРЭС-1 с  $T_{1\_СГРЭС-1} = 75^{\circ}\text{C}$  до  $T_{1\_СГРЭС-1} = 82^{\circ}\text{C}$  в диапазоне температур наружного воздуха  $T_{н.в.} = -7,66 \dots 0,0^{\circ}\text{C}$ .

Повышение температуры  $T_{1\_СГРЭС-1}$  до  $82^{\circ}\text{C}$  привело к нерасчетному увеличению отпуска теплоты потребителям.

По состоянию на 01.09.2018 года потребители в зоне теплоснабжения ПКТС подразделяются на три группы:

- 1 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и элеваторными узлами в ИТП (без автоматики и корректирующих насосов);
- 2 группа потребителей: подключенных после ЦТП оснащенных корректирующими насосами;
- 3 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и автоматизированными тепловыми узлами.

Первая группа потребителей имеет перетоп во всем диапазоне температур наружного воздуха с  $T_{н.в.} = -7,66 \dots 0,0^{\circ}\text{C}$ .

Вторая группа потребителей имеет перетоп в диапазоне температур наружного воздуха от  $T_{н.в.} = -7,66 \dots -4,2(0,0)^{\circ}\text{C}$  (до момента включения в работу корректирующих насосов).

Третья группа потребителей: не имеет перетопа.

Применительно ко второй группе потребителей избыточный отпуск теплоты (перетоп) в диапазоне температур наружного воздуха  $T_{н.в.} = -7,66 \dots -4,2(0,0)^{\circ}\text{C}$  происходит в связи с невозможностью работы корректирующих насосов с производительностью менее 10...15% от номинальной (нерабочая зона характеристики Q-H).

Оценка дальнейшего увеличения температуры  $T_1$  СГРЭС-1 в подающем трубопроводе на выходе из СГРЭС-1 более  $82^{\circ}\text{C}$  для режима в точке излома температурного

графика.

Возможное перспективное повышение температуры  $T_{1\_СГРЭС-1}$  для нижней срезки температурного графика с  $82,0^{\circ}\text{C}$  до  $90,0^{\circ}\text{C}$  приведет к дополнительному снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС только на 13,0%, но при этом температура внутреннего воздуха в помещениях увеличится с  $22,14^{\circ}\text{C}$  до  $24,58^{\circ}\text{C}$ , что может вызвать встречные иски и отказ от оплаты сверхнормативной тепловой энергии со стороны управляющих компаний.

Согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003: «При центральном качественном и качественно-количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления».

Дальнейшее повышение температуры  $T_{1\_СГРЭС-1}$  для нижней срезки температурного графика более  $90,0^{\circ}\text{C}$  (согласно представленного графика) уже не имеет физического смысла, т.к. это уже не будет приводить к снижению расхода греющего теплоносителя, а только к увеличению температура внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях.

### ***Анализ оборудования пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС)***

Существующая пиковая котельная тепловых сетей (ПКТС) предназначена для:

- пикового подогрева прямой сетевой воды от Сургутской ГРЭС-1 с температуры  $112^{\circ}\text{C}$  до  $113^{\circ}\text{C}$  ...  $142^{\circ}\text{C}$  в диапазоне температур наружного воздуха от минус  $23^{\circ}\text{C}$  до минус  $42^{\circ}\text{C}$ ;
- перекачки обратной сетевой воды от потребителей Центрального жилого района на СГРЭС-1 и снижения давления в обратном трубопроводе вывода тепловой сети на город до  $2,0$  кгс/см<sup>2</sup> в течении всего отопительного сезона;
- автоматического поддержания постоянных давлений в подающем и обратном трубопроводах и расчетных значений располагаемых напоров  $dP = (P1 - P2) = (80 - 20) = 60$  м = const на город после коллекторных №1 и №2 при изменении гидравлического режима на тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на входе в ПКТС со стороны СГРЭС-1;
- защиты системы теплоснабжения города от внезапного повышения давления при отключении перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 (от одного до всех);
- для аварийного резервирования системы теплоснабжения Центрального жилого района при аварийных ситуациях на тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» или теплоисточнике СГРЭС-1.

Выводы по установленной и фактической тепловой мощности пиковой водогрейной котельной ПКТС:

Установленная тепловая мощность пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС) составляет - 350 Гкал/ч. Фактическая пиковая тепловая мощность ПКТС для теплоснабжения города Сургута составляет 280...287 Гкал/ч и имеет резерв по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2016 года) равный  $(287 - 214) = 73$  Гкал/ч (+ 25,4 %).

Теплоисточник ПКТС имеет резерв по тепловой мощности и дефицит по величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию требуемого максимального часового расхода циркуляции на город до  $7774/7727$  т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года) при работе трех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12:

- дефицит по пропускной способности (расходу)  $(7385 - 7724) = - 339$  т/ч (- 4,6%);
- резерв по фактической мощности водогрейных котлов  $(287 - 214) = + 73$  Гкал/ч (+ 25,4%).

### ***Анализ и выводы по фактической совместной пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС***

Для режима с увеличением давления в подающем трубопроводе на выходе из стены главного корпуса до  $P_{1\_СГРЭС-1} = 16,0$  кгс/см<sup>2</sup> фактическое значение максимальной пропускной способности для подающего трубопровода тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС по результатам испытаний проведенным в 2017 году составляет 8780 т/ч.

Полученное по результатам испытаний в 2017 году фактическое значение максимальной пропускной способности для обратного трубопровода тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС составило 8020 т/ч (при работе четырех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС).

#### **Основные выводы по совместной пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС**

1). Подающий трубопровод тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» имеет большую максимальную пропускную способность равную 8780 т/ч по отношению к обратному трубопроводу для которого она составляет 8020 т/ч (при работе четырех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС).

2). При включении в ПКТС только трех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 максимальная пропускная способность обратного трубопровода составляет не более 7730 т/ч (с учетом переключения на тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» подмешивающей насосной станции ПС-4 СГМУП «ГТС»).

3). Для существующей величины подключенной тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС и гидравлическом режиме в точке излома температурного графика при максимальном часовом водоразборе на ГВС фактические расходы теплоносителя по обратному трубопроводу в тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» составляют 7750...7890 т/ч, т.е. превышают максимальную пропускную способность обратного трубопровода которая составляет не более 7730 т/ч.

4). Любое дополнительное подключение потребителей в зоне теплоснабжения ПКТС будет приводить к систематическим, а не кратковременным (по 2...4 часа) гидравлическим «обвалам» которые сегодня фиксируются в часы максимальных водоразборов на ГВС или при запаздывании с увеличением температуры  $T_{1\_СГРЭС-1}$  на выходе из СГРЭС-1 (например: при существенном изменении температуры наружного воздуха).

5). В настоящий момент любое подключение новых объектов капитального строительства в зоне теплоснабжения ПКТС будет приводить к дополнительному росту гидравлических потерь ( $dP = S \times G^2$ ) в тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и снижению фактического располагаемого напора на выходе из ПКТ, что не допустимо, т.к. приводит к нарушениям в теплоснабжении наиболее удаленных потребителей.

### **2. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренних трактов сетевой воды теплоисточника СГРЭС-2 и перекачивающей насосной станции ПНС с учетом имеющихся ограничений и допустимых характеристик оборудования**

#### ***Анализ оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-2***

Подключенная тепловая нагрузка к выводу тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР»:

- Существующая суммарная договорная нагрузка к выходным коллекторам СГРЭС-2 вывода 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» на город (при  $T_{н.в.} = - 43,0^{\circ}\text{C}$ , максимальном водоразборе на ГВС, с учетом 5% тепловых потерь на инфильтрацию и  $K = 1,48$  на тепловые потери в циркуляционных контурах ГВС) составляет – 210,114 Гкал/ч (с учетом вновь подключенных объектов на 01.09.2018 года).

**Выводы по теплофикационному комплексу теплоисточника СГРЭС-2:**

1). Ввод в эксплуатацию в 2009 году второго тепловывода от СГРЭС-2 позволяет обеспечить выдачу полной (проектной) тепловой мощности равной 410,5 Гкал/ч на Восточный жилой район с проектными значениями давлений сетевой воды на выходе из станции  $P1/P2 = 16,0/3,0$  кгс/см<sup>2</sup>.

2). Теплоисточник СГРЭС-2 имеет резерв по тепловой мощности и величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию максимального расхода циркуляции 5 130 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2019 года):

- резерв по увеличению циркуляции  $(5\ 130 - 3\ 250) = 1\ 890$  т/ч (+37%);
- резерв по тепловой мощности  $(410,5 - 237,4) = 173,1$  Гкал/ч (+42%).

3). Теплоисточник СГРЭС-2 на настоящий момент не имеет ограничений по гидравлическому режиму и отпуску теплоты и обладает требуемым резервом для нужд теплоснабжения города Сургута до 2020...2025 года.

### ***Оценка технологических параметров по оборудованию теплофикационного комплекса СГРЭС-2***

1) Установка гидромуфт Voith Turbo 650 SVTLs 21.2 на сетевых насосах первого подъема типа СЭ2500-60-11 (за счет наличия проскальзывания) приводит к снижению напора насоса и уменьшению динамического диапазона регулирования.

2) Применение на основных (ПСВ-500-3-23) и пиковых (ПСВ-500-14-23) подогревателях трубок из стали 12Х18Н10Т и 08Х18Н10Т (13,672 ккал/м<sup>3</sup>·ч<sup>3</sup>·°С) при номинальных (паспортных) параметрах работы подогревателей по отношению к подогревателям с трубами из Л-68 (90,026 ккал/м<sup>3</sup>·ч<sup>3</sup>·°С) приводит:

- к увеличению недогрева сетевой воды на выходе из подогревателей: для ПСВ-500-3-23 на 4,540С и для ПСВ-500-3-23 на 5,16С;
- к снижению теплопроизводительности: для ПСВ-500-3-23 на 9,86% и для ПСВ-500-14-23 на 13,1%.

3) При фактическом давлении сетевой воды на выходе из ПБ равном 7,0...8,0 кгс/см<sup>2</sup> с учетом высоты установки пиковых подогревателей  $h_{БП} = 10,85$  м максимальное избыточное давление пара в корпусе подогревателя не должно превышать:

- $P_{\text{пара ПБ макс}} = P_{\text{с.в.}} - h_{\text{БП}} - dh_{\text{запас}} = (7,0...8,0) - 1,1 - (1,0...1,5) = 5,9...4,4$  кгс/см<sup>2</sup>.

Максимальное давление пара в корпусе пикового подогревателя при нагрузке блока 800 МВт может составлять до 9,3...9,5 кгс/см<sup>2</sup>, но ограничено недостаточным давлением в общестанционном коллекторе прямой сетевой воды  $d820$  мм (обеспечиваемом напором сетевых насосов первого подъема СН-1...СН-7) по условию обеспечения требуемого по ПТЭ запаса в 10С по невоскисанию прямой сетевой воды на выходе из подогревателя.

4) Максимальная температура сетевой воды на выходе из пикового подогревателя зависит от давления сетевой воды на выходе из бойлера и для фактических условий не может превышать 143,5С (верхняя срезка температурного графика определена на уровне 142С).

5) Максимальная теплопроизводительность пикового подогревателя в составе БУ зависит от загрузки энергоблока и для фактических условий эксплуатации ориентировочно составляет не более 50...55 Гкал/ч.

6) Фактическая максимальная теплопроизводительность блочной бойлерной установки зависит от температуры обратной сетевой воды на входе в БУ. При максимальной нагрузке энергоблока 800 МВт и параметрах теплоносителя по температурному графику (при  $T_{н.в.} = -43,0$ °С и  $T1 = 142,0$ °С) составляет не более 129,6 Гкал/ч при проектном значении 140 Гкал/ч:

- температура обратной сетевой воды на входе в БУ 70,0С;
- температура прямой сетевой воды на входе из БУ 142,0С;
- расчетный расход сетевой воды через БУ 1800 т/ч;

ИТОГО: суммарная фактическая установленная теплопроизводительность БУ-1...БУ-6 составляет ориентировочно  $129,6 \times 6 = 777,6$  Гкал/ч вместо проектного значения  $140 \times 6$

= 840 Гкал/ч (снижение на 62,4 Гкал/ч или на 7,4%).

**Анализ гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР»**

Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» с перекачивающей насосной станцией ПНС-1 на настоящий момент обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года) только при условии поддержания нижней срезки температурного графика не менее 82<sup>0</sup>С.

Проведенные согласно утвержденной программы испытания по определению максимальной пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутреннего тракта сетевой воды ПНС в период: с 00-00 часов 10.03.2017 года по 16-00 часов 10.03.2017 года выявили:

- для температуры  $T_{1\_СГРЭС-2} = 82^0\text{С}$  в диапазоне температур наружного воздуха  $T_{н.в.} = -7,66...0,0^0\text{С}$  максимальная пропускная способность тепломагистрали от СГРЭС-2 до ЦТП в Восточном жилом районе составляет не более 3 900...3 950 т/ч (по условию обеспечения требуемого давления в обратных трубопроводах на выходе из ЦТП и на вводах у наиболее неблагоприятных потребителей);
- при расходе циркуляции в обратном трубопроводе тепломагистрали более 3 600...3 650 т/ давление обратной сетевой воды во всасывающих патрубках насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470НА-355 снижается ниже допустимого кавитационного запаса ( $NPSH = 7,34$  м).

Предельные значения давлений P2 и P4 в обратных трубопроводах на вводах магистральной тепловой сети и на выводах распределительной тепловой сети отопления для ЦТП составляют:

- ЦТП-54:  $P_2 \leq 4,45$  кгс/см<sup>2</sup>,  $P_4 \leq 4,90$  кгс/см<sup>2</sup>;
- ЦТП-58:  $P_2 \leq 3,81$  кгс/см<sup>2</sup>,  $P_4 \leq 4,34$  кгс/см<sup>2</sup>;
- ЦТП-61:  $P_2 \leq 4,27$  кгс/см<sup>2</sup>,  $P_4 \leq 4,75$  кгс/см<sup>2</sup>.

В случае превышения давления P2 на выходе из ЦТП более указанных значений у части потребителей давление в обратном трубопроводе местной системы отопления будет равно максимально допустимому значению  $P_{4\_макс} = 6,0$  кгс/см<sup>2</sup> по условию механической прочности отопительных приборов, что недопустимо.

**Общие выводы по тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «Сургутская ГРЭС-2 – Восточный жилой район»:**

1). Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренний тракт сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС для режима в точке излома температурного графика при  $T_{н.в.} = -7,66^0\text{С}$  при максимальном часовом режиме водоразбора на ГВС и выполнении следующих условий обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года):

- обеспечения температуры  $T_{1\_СГРЭС-2}$  не менее 82<sup>0</sup>С в диапазоне температур наружного воздуха  $T_{н.в.} = -7,66...0,0^0\text{С}$ ;
- включения трех насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС при расходах более 3300...3350 т/ч.

2). Диапазон суточного изменения расходов теплоносителя в тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» в точке излома температурного графика на отопительный сезон 2018-2019 г.г. составляет:

- среднее за сутки (базовое значение)  $G_{1\_СГРЭС-2\_ср\_сут} = 3\,000,30$  т/ч или 100%;
- минимальное часовое  $G_{1\_СГРЭС-2\_мин} = 2507,05$  т/ч или 83,56%;
- максимальное часовое  $G_{1\_СГРЭС-2\_макс} = 3455,75$  т/ч или 115,18%.

ИТОГО: изменение расхода составляет 948,69+493,25-455,45 т/ч или (16,44 + 15,18) = 31,62%.

### ***Анализ тепловых режимов тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР».***

Для увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1000/800 мм с 2010 года была увеличена температура в подающем трубопроводе на выходе с СГРЭС-2 с  $T_{1\_СГРЭС-2} = 75^{\circ}\text{C}$  до  $T_{1\_СГРЭС-2} = 82^{\circ}\text{C}$  в диапазоне температур наружного воздуха  $T_{н.в.} = -7,66...0,0^{\circ}\text{C}$ .

Повышение температуры  $T_{1\_СГРЭС-2}$  до  $82^{\circ}\text{C}$  привело к нерасчетному увеличению отпуска теплоты потребителям.

По состоянию на 01.09.2018 года потребители в зоне теплоснабжения СГРЭС-2 подразделяются на три группы:

- 1 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и элеваторными узлами в ИТП (без автоматики и корректирующих насосов);
- 2 группа потребителей: подключенных после ЦТП оснащенных корректирующими насосами;
- 3 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и автоматизированными тепловыми узлами или смесительными насосами в ЦТП (с температурными графиками  $95-70^{\circ}\text{C}$  распределительных тепловых сетей).

Первая группа потребителей имеет перетоп во всем диапазоне температур наружного воздуха с  $T_{н.в.} = -7,66...0,0^{\circ}\text{C}$ .

Вторая группа потребителей имеет перетоп в диапазоне температур наружного воздуха от  $T_{н.в.} = -7,66...-4,2(0,0)^{\circ}\text{C}$  (до момента включения в работу корректирующих насосов).

Третья группа потребителей: не имеет перетопа.

Применительно ко второй группе потребителей избыточный отпуск теплоты (перетоп) в диапазоне температур наружного воздуха  $T_{н.в.} = -7,66...-4,2(0,0)^{\circ}\text{C}$  происходит в связи с невозможностью работы корректирующих насосов с производительностью менее 10...15% от номинальной (нерабочая зона характеристики Q-H).

Увеличение отпуска теплоты (перетоп) по зоне теплоснабжения СГРЭС-2 в течение отопительного сезона в диапазоне температур наружного воздуха  $T_{н.в.} = -7,66^{\circ}\text{C} \dots -4,2^{\circ}\text{C} \dots +0,00^{\circ}\text{C}$  составляет:

- 1 группа потребителей:  $(52\ 038 - 51\ 449) = +589$  Гкал;
- 2 группа потребителей:  $(90\ 633 - 89\ 814) = +819$  Гкал.;

ИГОТО по зоне теплоснабжения СГРЭС-2:  $(589 + 819) = +1408$  Гкал.

#### **Выводы:**

1). Первое повышение температуры  $T_{1\_СГРЭС-2}$  для нижней срезки температурного графика в 2002 году с  $72,0^{\circ}\text{C}$  до  $75,0^{\circ}\text{C}$  привело к снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС на 31,0%.

2). Второе повышение температуры  $T_{1\_СГРЭС-2}$  для нижней срезки температурного графика в 2010 году с  $75,0^{\circ}\text{C}$  до  $82,0^{\circ}\text{C}$  привело к снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС на 25,7%.

График зависимости относительного расхода греющего теплоносителя  $q_{ввп\_ГВС}(\%)$  на подогреватели ГВС от  $T_{1\_греющ}$  в диапазоне  $70,0...92,5^{\circ}\text{C}$  для режима в точке излома температурного графика при  $T_{н.в.} = -4,2^{\circ}\text{C}$ .

Оценка дальнейшего увеличения температуры  $T_{1\_СГРЭС-2}$  в подающем трубопроводе на выходе из СГРЭС-2 более  $82^{\circ}\text{C}$  для режима в точке излома температурного графика аналогична.

### ***Анализ перекачивающей насосной станции ПНС***

Выполненная ОАО «Фортум» в летний период 2010 года реконструкция ПНС-1 с целью увеличения производительности с 3850 м<sup>3</sup>/ч до 5400 м<sup>3</sup>/ч (+ 40%) фактически привела к увеличению производительности не более чем до 4285 м<sup>3</sup>/ч (4180 т/ч) или на 435 м<sup>3</sup>/ч (424 т/ч), что составляет +11%.

Причины фактического отсутствия результата при выполнении реконструкции ПНС:

- не выполнена реконструкция подводящих трубопроводов  $d720 \times 7,0$  мм и коллекторов в насосной станции (сохранены тройники  $720 \times 426$  мм на коллекторах);
- напор новых насосов подобран не верно (фактически с завода рабочие колеса пришли меньше проектных на  $(440 \text{ мм} - 453 \text{ мм}) = -13 \text{ мм}$ ;
- не верно проектно решена автоматизация насосной с сохранением существующего регулирующего клапана;
- при реконструкции не автоматизирована схема частичной рассечки по подающему трубопроводу в павильоне П-3 (с увеличением производительности);
- при реконструкции не заменен быстродействующий сбросной клапан на всасывающем коллекторе насосной.

#### Выводы по перекачивающей насосной станции ПНС

1). Фактически при расходах циркуляции более  $3\,535 \text{ м}^3/\text{ч}$  ( $3\,362 \text{ т/ч}$ ) и работе двух насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС-1 она уже не может обеспечивать поддержание постоянного заданного значения давления в обратном трубопроводе тепломагистрали  $2\text{Ду}1000/800$  мм «СГРЭС-2 – ВЖР» со стороны города равного  $P_{21\_ПНС-1} = 1,10 \pm 0,10 \text{ кгс/см}^2$ .

При отсутствии включения в работу третьего насоса в ПНС-1 при расходах циркуляции в тепломагистрали более  $3\,350 \dots 3\,400 \text{ т/ч}$  будет происходить:

- снижение располагаемых напоров на вводах у всех потребителей в Восточном жилом районе и частичному ограничению циркуляции в подзонах теплоснабжения ЦТП-54, ЦТП-59 и ЦТП-61;
- повышению давления  $P_4$  на вводах у наиболее неблагополучных потребителей выше максимально допустимых значений по механической прочности ( $P \geq 6,0 \text{ кгс/см}^2$ ).

2). Назначенная существующая установка автоматического включения третьего насоса в ПНС-1 составляет:

- включение насоса –  $3520 \dots 3540 \text{ т/ч}$ ;
- отключение насоса –  $3460 \dots 3480 \text{ т/ч}$ ,

Назначенная существующая установка автоматического включения третьего насоса в ПНС-1 несколько выше требуемых значений.

3). Максимальная загрузка ПНС-1 при включении в работу трех насосов составляет не более  $4250 \dots 4285 \text{ т/ч}$  и ограничена снижением давления обратной сетевой воды во всасывающих патрубках перекачивающих насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470HA-355 ниже допустимого кавитационного запаса ( $NPSH = 7,34 \text{ м}$ ).

#### Основные выводы по перекачивающей насосной станции ПНС

1). Тепломагистраль  $2\text{Ду}1000/800$  мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренний тракт сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС-1 для режима в точке излома температурного графика при  $T_{н.в.} = -7,66^\circ\text{C}$  при максимальном часовом режиме водоразбора на ГВС и выполнении следующих условий обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года):

- обеспечения температуры  $T_{1\_СГРЭС-2}$  не менее  $82^\circ\text{C}$  в диапазоне температур наружного воздуха  $T_{н.в.} = -7,66 \dots 0,0^\circ\text{C}$
- включении трех насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС-1 при расходах более  $3\,350 \dots 3\,400 \text{ т/ч}$ .

2). Максимальная пропускная способность тепломагистрали  $2\text{Ду}1000/800$  мм «СГРЭС-2 – ВЖР» после ввода в эксплуатацию ПНС-2 по предельным параметрам гидравлического режима (с увеличением  $P_{1\_СГРЭС-2}$  с  $10,5 \text{ кгс/см}^2$  до  $16,0 \text{ кгс/см}^2$  и перекладкой трубопроводов тепломагистрали с увеличением диаметров между павильонами П-5 и П-9 с  $2d820 \times 9,0$  мм до  $2d1020 \times 10,0$  мм) увеличивается с  $4\,250 \dots 4\,285 \text{ т/ч}$  до  $5600 \dots 5800 \text{ т/ч}$ , что позволит выполнить подключение дополнительной нагрузки в размере  $+185 \dots 220 \text{ Гкал/ч}$  (по отношению к существующей нагрузке на 01.09.2018 года).

#### Имеющееся технологическое ограничение для оборудования ПНС

Основным ограничением пропускной способности тепломагистральной «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» является снижение давления обратной сетевой воды во всасывающих патрубках насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470HA-355 снижается ниже допустимого кавитационного запаса ( $NPSH = 7,34$  м) при расходе циркуляции  $G_2 > 3600...3650$  т/ч.

Примечание: существующее технологическое ограничение обусловлено проектными ошибками допущенными ОАО «Фортум» при проведении реконструкции ПНС в 2010 году.

### **3. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-2 – Промзона»**

Тепломагистраль 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» на настоящий момент обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

#### ***Анализ тепловых и гидравлических режимов тепломагистральной 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона»***

Подключенная тепловая нагрузка и расходы циркуляции для вывода тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона»:

- Существующая суммарная договорная нагрузка к выходным коллекторам СГРЭС-2 вывода 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по состоянию на 01.09.2018 года составляет – 82,081 Гкал/ч.

Существующие фактические расходы циркуляции и давления в трубопроводах тепломагистральной 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» на выходе из СГРЭС-2 составляют:

- расходы циркуляции в подающем и обратном трубопроводах 1106,3/1051,7 т/ч;
- давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах 4,78/2,67 кгс/см<sup>2</sup>;
- располагаемый напор 21,0 м.

В марте 2018 года суммарный расход циркуляции по отношению к январю 2018 года снизился на  $dG = (1051,66 - 1106,63) = -54,97$  т/ч (- 4,96%), т.е. практически не изменился, что говорит об отсутствии у потребителей автоматизированных узлов управления (АУУ) и незначительной нагрузке ГВС.

Давления в подающем и обратном трубопроводе и располагаемый напор на выходе из стены главного корпуса СГРЭС-2 в течение отопительного сезона являются постоянными величинами и поддерживаются автоматическими регуляторами (регулятор давления в ПС и регулятор подпитки), в том числе:

- давление в подающем трубопроводе 5,2 кгс/см<sup>2</sup>;
- давление в обратном трубопроводе 3,0 кгс/см<sup>2</sup>;
- располагаемый напор 2,2 кгс/см<sup>2</sup>.

Гидравлические расчёты выполнялись при эквивалентной шероховатости внутренней поверхности трубопроводов:

- для водяных тепловых сетей  $k_{\Sigma} = 0,0005$  м;

Диаметры подающего и обратного трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при совместной подаче теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение принимались одинаковыми.

Давление воды в подающих трубопроводах водяных тепловых сетей принималось, исходя из условий не вскипания воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, в оборудовании источника теплоты и в приборах систем потребителей, непосредственно присоединенных к тепловым сетям.

Давление воды в обратных трубопроводах водяных тепловых сетей принималось, исходя из условия избыточности. Давление должно быть избыточным, не менее чем на 0,05 МПа выше статического давления в системах отопления и на 0,1 МПа ниже допустимого давления в системах теплоиспользования потребителей.

При определении напора сетевых насосов перепад давлений на вводе двухтрубных

водяных тепловых сетей в здания (при элеваторном присоединении систем отопления) принималось равным расчётным потерям давления на вводе и в местной системе с коэффициентом 1,5, но не менее 0,15 МПа. в нормальном гидравлическом режиме и не менее 0,12 МПа – в аварийном.

На основании данных о величине договорных тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии системы теплоснабжения г. Сургута, схем и характеристик участков тепловых сетей ООО «СГЭС», СГМУП «ГТС» и других организаций, предоставивших необходимые данные, актуализирована электронная модель тепловых сетей и элементов схемы теплоснабжения и выполнены расчёты гидравлических режимов системы теплоснабжения г. Сургута.

Гидравлический расчёт тепловых сетей системы теплоснабжения г. Сургута выполнен с использованием программно-расчетного комплекса ZuluThermo 8.0.

При проведении гидравлических расчетов учтены мероприятия по вводу в эксплуатацию новых источников тепловой энергии, а также мероприятия по модернизации существующих источников теплоснабжения и тепловых сетей.

Рекомендуемые параметры располагаемых напоров и давления сетевой воды на выходе из теплоисточников приведены в таблице 2.1. Рассчитать значения этих параметров для перспективных теплоисточников по имеющимся в настоящее время данным не представляется возможным. Рекомендуемые значения располагаемых напоров и давления сетевой воды для этих объектов должны быть определены на этапе проектирования.

С результатами расчетов можно ознакомиться в электронной модели теплоснабжения, разработанной в ПРК ГИС Zulu 8.0.

Таблица 2.1 Рекомендуемые параметры располагаемых напоров и давления сетевой воды на выходе из теплоисточников

Наименование теплоисточника	Адрес	Теплоснабжающая организация	Расчётный располагаемый напор на выходе из источника, м	Напор в подающем тр-де, м	Напор в обратном тр-де, м
Сургутская ГРЭС-1	г. Сургут, ул. Электротехническая, 23/1	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	129 (90-140)	149 (110-160)	20 (18,9-23,4)
Сургутская ГРЭС-2	г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	80 (65-130)	110 (95-160)	30 (30,4-32,7)
Котельная ООО «СГЭС»	г. Сургут, ул. Крылова 55/2	ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС»)	60 (35-60)	90 (65-90)	30 (24-36)
Пиковая котельная тепловых сетей ПКТС	г. Сургут ул. Мира д.40	СГМУП «ГТС»	60	80	20
Котельная № 1	г. Сургут ул. Нефтяников, д. 24 стр. 6	СГМУП «ГТС»	37	67	30
Котельная № 2	г. Сургут ул. Нефтяников, д. 24 стр. 4	СГМУП «ГТС»	35	70	35
Котельная № 3	г. Сургут ул. Майская д.10/2 стр.2	СГМУП «ГТС»	37	69	32
Котельная № 5	п. Дорожный	СГМУП «ГТС»	17	47	30
Котельная № 6	Заячий остров, промзона ГВК	СГМУП «ГТС»	7	34	27
Котельная № 7	г. Сургут, ул. Индустриальная	СГМУП «ГТС»	20	52	32
Котельная № 9	г. Сургут ул. Буровая (тепличный комплекс)	СГМУП «ГТС»	15	40	25
Котельная № 13	г. Сургут мкр Ж/Д ул. Западная 1/1	СГМУП «ГТС»	12	36	24
Котельная № 14	г. Сургут мкр Ж/Д ул. Западная 1/1	СГМУП «ГТС»	52	76	24
Котельная № 21	п. Звездный ул. Трубная	СГМУП «ГТС»	29	57	28
Котельная № 22	п. Барсово СОЦ "Олимпия"	СГМУП «ГТС»	13	35	22
Котельная № 23 (Ледовый дворец)	г. Сургут Югорский тракт 40	СГМУП «ГТС»	4	30	26
Котельная № 24 (Поликлиника «Нефтяник»)	г. Сургут, ул. Игора Киртбая, 12/1	СГМУП «ГТС»	14	46	32
Котельная № 1	г. Сургут аэропорт	ПАО «Сургутнефтегаз»	20	40	20
Котельная № 3	г. Сургут, ш. Нефтеюганское, 56	ПАО «Сургутнефтегаз»	23	50	27

Наименование теплоисточника	Адрес	Теплоснабжающая организация	Расчётный напор на выходе из источника, м	Напор в подающем тр-де, м	Напор в обратном тр-де, м
Котельная № 5	г. Сургут, заезд Андреевский, 14	ПАО «Сургутнефтегаз»	14	37	23
Котельная № 6	г. Сургут, ул. Буровая, 1	ПАО «Сургутнефтегаз»	5	35	30
Котельная № 7	г. Сургут, ул. Заячий остров, 6	ПАО «Сургутнефтегаз»	13	37	24
Котельная № 8	г. Сургут, заезд Андреевский, 2	ПАО «Сургутнефтегаз»	11	32	21
Котельная № 9	г. Сургут, ул. Индустриальная, 56	ПАО «Сургутнефтегаз»	7	32	25
Котельная № 10	г. Сургут, ш. Нефтеюганское, 7/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	15	41	26
Котельная № 12	г. Сургут, ул. Промышленная, д. 20/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	18	37	19
Котельная № 14	г. Сургут, ш. Нефтеюганское, 54	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	31	28
Котельная № 15	г. Сургут, Югорский тракт 6/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	9	33	24
Котельная № 16	г. Сургут, ул. Промышленная, 2	ПАО «Сургутнефтегаз»	7	35	28
Котельная № 17	г. Сургут, заезд Андреевский, 9	ПАО «Сургутнефтегаз»	6	34	28
Котельная № 19	г. Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ПАО «Сургутнефтегаз»	12	41	29
Котельная №28	поселок Юность	СГМУП «ГТС»	17	42	28
Котельная №29	поселок Таежный	СГМУП «ГТС»	19	42	28
Котельная №30	поселок Лунный	СГМУП «ГТС»	20	42	27
Котельная № 32	г. Сургут ул. Крылова	СГМУП «ГТС»	17	42	28
Котельная № 33	поселок Снежный	СГМУП «ГТС»	17	42	28
Котельная № 34		СГМУП «ГТС»			
Котельная № 35		СГМУП «ГТС»			
Котельная промбазы УЭЗС ООО «Газпром трансгаз Сургут»	г. Сургут Северный промрайон ул. Производственная 17	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	30	55	35
Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод»	г. Сургут, ш Нефтеюганское 2 (ПРОМЗОНА)	СГМУП «Сургутский хлебозавод»	14	34	20
Котельная «СЗТК»	г. Сургут ул Автомобилистов 3	ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»)	26	46	20
Котельная № 27	г. Сургут Набережный пр. 17	СГМУП «ГТС»	5	45	40
Котельная № 26	г. Сургут Набережный пр. 17/2	СГМУП «ГТС»	5	45	40
Котельная №25	пос. Лесной	СГМУП «ГТС»	12	32	20
«Автоматизированная газовая водогрейная котельная тепловой мощностью 4,48 МВт»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 21	ОАО «Горремстрой»	20	40	20
Котельная ОАО «Аэропорт Сургут»	ул. Аэрофлотская 49/1	ОАО «Аэропорт Сургут»	30	60	30
Котельная ООО «ТВС-Сервис»	ул. Инженерная 20 стр. 2	ООО «ТВС-Сервис»	20	45	25
Котельная ООО «СКАТ-База»	г. Сургут, Монтажная улица, 6	ООО «СКАТ-База»	24	45	21

### **Раздел 3 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей**

Расчеты балансов существующей тепловой мощности нетто теплоисточников и перспективных тепловых нагрузок города Сургута показали, что при запланированном в схеме теплоснабжения варианте развития строительного фонда г. Сургут возникает дефицит существующих тепловых мощностей в зонах теплоснабжения отдельных источников.

Выявленные дефициты тепловой мощности частично компенсируются за счет несоответствия значений договорных и фактических подключенных тепловых нагрузок, что видно из результатов анализа потребления тепловой энергии.

#### **Раздел 4 Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей актуализированы на основании исходной информации (Книга 2) и актуализированного прогноза приростов объемов потребления тепловой энергии (Книга 3)