



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ
ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Книга 4



Великий Новгород
2014

Заказчик: Администрация г. Великий Новгород

Разработчик: ООО НТЦ «Промышленная энергетика», г.Иваново

**Разработка схемы теплоснабжения в административных
границах Великого Новгорода на период до 2030 года**

**Книга 4. Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности
источников тепловой энергии и тепловой нагрузки.**

**Глава 5. Перспективные балансы производительности водопод-
готовительных установок и максимального потребления тепло-
носителя теплопотребляющими установками потребителей**

Обосновывающие материалы

016/13-04 ОМ

016/13-05 ОМ

Великий Новгород
2014

СОСТАВ ПРОЕКТА

Книга	Обозначение	Содержание Книги
Книга 1	016/13-01 ОМ	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения
Книга 2	016/13-02 ОМ	Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Книга 3	016/13-03 ОМ	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения
Книга 4	016/13-04 ОМ	Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки
	016/13-05 ОМ	Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей
Книга 5	016/13-06 ОМ	Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии
Книга 6	016/13-07 ОМ	Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них
Книга 7	016/13-08 ОМ	Глава 8. Перспективные топливные балансы
	016/13-09 ОМ	Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения
Книга 8	016/13-10 ОМ	Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение
	016/13-11 ОМ	Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации
Книга 9	016/13-00 СТ	Схема теплоснабжения в административных границах Великого Новгорода на период до 2030 года

СОСТАВ КНИГИ 4

Часть	Обозначение	Наименование Части
Глава 4		
1	016/13-04.01	Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии
2	016/13-04.02	Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии
3	016/13-04.03	Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей
4	016/13-04.04	Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей
Глава 5		
1	016/13-05.01	Обоснование балансов производительности водоподготовительных установок в целях подготовки теплоносителя для тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей
6	016/13-05.02	Обоснование перспективных потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям

Содержание

Глава 4 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	6
4.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии	6
4.2 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии	8
4.3 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей	14
4.4 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	24
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	26

Глава 4 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

4.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

План развития схемы теплоснабжения составлен с учетом:

- сокращения количества работающих котельных с целью оптимизации эксплуатационных расходов;
- сокращения количества котельных с низким КПД, высокой степенью износа и длительными сроками эксплуатации оборудования;
- объединения источников тепла и территориального удаления их от центра города и плотной городской застройки;
- оптимальных капитальных затрат, связанных с модернизацией системы теплоснабжения и источников теплоты;
- постепенной загрузки имеющихся тепловых мощностей когенерационных установок Новгородской ТЭЦ, и ГТ ТЭЦ Энерго.

До 2030 года в схеме теплоснабжения города Великий Новгород планируется выполнить следующие мероприятия:

- в период времени с 2015 по 2020 годы потребителей находящейся в микрорайоне №4 Деревяницкого района, планируется подключить к новой котельной №78;
- в период времени с 2015 по 2020 годы планируется провести реконструкцию котельной №30 с целью увеличения установленной мощности котельной до 30 Гкал/ч. Увеличение мощности позволит присоединить к данной котельной подключенные нагрузки потребителей тепловой энергии от котельных №8, №15, №23, №27. В последующем эти котельные планируется переоборудовать в ЦТП, для теплоснабжения районов, которые были подключены к ним ранее;
- в 2017 году планируется провести реконструкцию котельной №43а с увеличением установленной мощности до 20 Гкал/ч. После реконструкции котельной №43а предполагается провести объединение тепловых сетей №30 и №43а с целью совместной работы котельных на общую тепловую сеть. Увеличение тепловой мощности котельной №43а позволит подключить к общей тепловой сети потребителей тепловой энергии котельных №68 и №21, которые предполагается перевести в режим ЦТП.
- в 2018 году планируется модернизация котельной №49 с целью замены основного оборудования котельной и увеличения установленной мощности до 30 Гкал/ч. Это позволит подключить котельную №49 к общей тепловой сети с котельными №30 и 43а и обеспечить тепловой энергией потребителей от котельных №9, №17 и №39, которые после реконструкции будут переведены в режим ЦТП;
- в период времени с 2020 по 2025 годы планируется перевести подключенную нагрузку котельной №14 к тепловой сети котельной №1, а саму котельную №14 перевести в режим ЦТП;

- в период с 2015 по 2020 годы планируется реконструировать котельную №7 с целью увеличения ее мощности до 20 Гкал/ч, что позволит в перспективе после 2020 года подключить к ней тепловые нагрузки котельных №20 и №31, которые будут переоборудованы в ЦТП;

- в период времени с 2020 по 2025 год предполагается присоединить потребителей подключенных к котельным №38, №41, №42, №57 и №66 к газотурбинной теплоэлектростанции «ГТ-ТЭЦ Энерго», после чего котельные №38, №41, №42, №57 и №66 предлагается перевести в режим ЦТП;

- в период времени с 2014 по 2020 годы предполагается реконструировать 9 котельных: №10, №36, №40, №46, №46а, №50а, №54, №60, №61 в центральные тепловые пункты, а их подключенные тепловые нагрузки постепенно перевести на левобережную котельную №71. В 2020 году предполагается объединить (закольцевать) тепловые сети котельной №71 и котельной №63 для совместной работы, причем использовать котельную №63 для работы в пиковом режиме;

- с 2015 году планируется начать реконструкцию котельной №64 с целью увеличения ее установленной мощности до 35 Гкал/ч. Это позволит постепенно перевести на нее потребителей тепловых нагрузок котельных №4, №5, №6, №26, а сами котельные перевести в режим ЦТП;

- в 2017 году планируется реконструировать котельную №34 с целью увеличения ее установленной мощности до 45 Гкал/ч и подключить ее в общую магистральную тепловую сеть для совместной работы с котельной №64. В период времени с 2018 по 2019 годы к данной магистральной сети планируется присоединить тепловые нагрузки котельных №12, №13, №51, которые реконструируются в ЦТП;

- в 2019 году планируется провести модернизацию котельной №16 с целью увеличения ее установленной мощности до 27 Гкал/ч и подключить ее к объединенной тепловой сети котельных №34 и №64. В дальнейшем к этой тепловой сети планируется подключить тепловые нагрузки котельных №29, №45, №62, №65, а сами котельные перевести в режим ЦТП.

В итоге, в период времени с 2014 по 2021 годы планируется перевести 11 котельных: №4, №5, №6, №12, №13, №26, №29, №45, №51, №62, №65 в режим ЦТП, а теплоснабжение потребителей подключенных к тепловым сетям этих котельных организовать от трех головных котельных №16, №34 и №64.

В результате реализации данной программы планируется сократить количество функционирующих источников тепла с 81 до 43 котельных.

Анализ перспективной нагрузки котельных, которые предполагается использовать для теплоснабжения в период времени с 2014 по 2030 годы показывает, что установленной мощности котельных в большинстве обслуживаемых ими районов достаточно для покрытия перспективной нагрузки потребителей, исключения составляют:

- котельная №18 дефицит -28,83% от установленной мощности;
- котельная №43а дефицит по магистральным выводам №1 и №2, компенсируется совместной работой данной котельной с котельными №30 и №49 на общую теплую сеть;
- котельная №48 дефицит -24,82% от установленной мощности;
- котельная №71 (ЛБК) дефицит составляет -4,7% от установленной мощности, компенсируется совместной работой с котельной №63 в пиковом режиме.

4.2 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии

Источники тепловой энергии г. Великий Новгород имеют в основном по одному магистральному выводу.

Сведения о балансах тепловой мощности источников тепловой энергии МУП «Теплоэнерго» и перспективной тепловой нагрузке потребителей представлены в таблице 4.2.1.

Тепловые балансы источников теплоснабжения, принадлежащих ООО «Новострой», в перспективе не изменяются.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Таблица 4.2.1 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки абонентов

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2014-2020г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2020-2025г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2025-2030г., Гкал/ч	Резерв установленной мощности, Гкал/ч	Профицит/дефицит мощности, %
1+2	27,395	27,395	20,07	20,07	24,884	24,884	2,511	9,16
3а	2,6	3	2,341	2,341	2,341	2,341	0,659	25,36
4	6,35	6	4,900	перевод в ЦТП	0	0	-	-
5	10,25	9	5,982	перевод в ЦТП	0	0	-	-
6	8,551	10	6,588	перевод в ЦТП	0	0	-	-
7	10,5	20	5,819	5,819	16,053	16,053	3,947	37,59
7а	8,4	8	6,937	6,937	6,937	6,937	1,463	17,42
8	5,2	6	4,138	перевод в ЦТП	0	0	-	-
9	9,5	9	5,732	5,732	перевод в ЦТП	0	-	-
10	13	17	8,555	перевод в ЦТП	0	0	-	-
11М	3,405	3,405	1,527	1,527	1,527	1,527	1,878	55,17
12	10,5	13	9,392	перевод в ЦТП	0	0	-	-
13	7,72	7,72	2,759	перевод в ЦТП	0	0	-	-
14	8,4	8	4,814	4,814	перевод в ЦТП	0	-	-
15	11,18	11,18	7,778	перевод в ЦТП	0	0	-	-
16	21,28	27	11,719	11,719	27	27	0	0
17	5,75	14	3,156	3,156	перевод в ЦТП	0	-	-
18	0,62	0,62	0,799	0,799	0,799	0,799	-0,179	-28,83
19	2,15	2,15	1,514	1,514	1,514	1,514	0,636	29,58
20	9,155	7	4,744	4,744	перевод в ЦТП	0	-	-
21	4,468	18	2,223	перевод в ЦТП	0	0	-	-
22М	1	1	0,363	0,363	0,363	0,363	0,637	63,73
23	7,75	6	5,073	перевод в ЦТП	0	0	-	-
24	16,44	15	7,671	7,671	7,671	7,671	7,329	44,58

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2014-2020г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2020-2025г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2025-2030г., Гкал/ч	Резерв установленной мощности, Гкал/ч	Профицит/дефицит мощности, %
25М	0,912	0,912	0,229	0,229	0,229	0,229	0,683	74,89
26	5,324	4	2,436	перевод в ЦТП	0	0	-	-
27	5,687	6	3,250	перевод в ЦТП	0	0	-	-
28М	5,65	5,65	2,613	2,613	2,613	2,613	3,037	53,75
29	11,8	10	7,567	7,657	перевод в ЦТП	0	-	-
30	7,85	30	6,250	26,490	26,49	26,49	3,510	44,71
31	7,3	7	5,490	5,490	перевод в ЦТП	0,000	-	-
32М	2,752	2,752	0,963	0,963	0,963	0,963	1,789	64,99
33	24,505	16	7,689	7,689	7,689	7,689	8,311	33,92
34 (вывод №1)	51,848	24,33	11,442	19,727	22,262	22,262	2,068	8,5
34 (вывод №2)		20,67	9,716	16,753	18,91	18,91	1,76	8,5
35	1,186	1,186	0,660	0,660	0,66	0,660	0,526	44,34
36	24,9	29	18,114	перевод в ЦТП	0	0	-	-
37	5,986	7	3,862	3,862	3,862	3,862	3,138	52,42
38	19,5	24	11,268	11,268	перевод в ЦТП	0	-	-
39	10	14	5,808	перевод в ЦТП	0	0	-	-
40	7,45	7,45	3,135	перевод в ЦТП	0	0	-	-
41	24,9	26	15,250	15,250	перевод в ЦТП	0	-	-
42	4,577	4,577	2,560	2,560	перевод в ЦТП	0	-	-
43а (вывод №1)	19,77	19,361	10,44	10,44	20,32	20,32	-0,959	-4,95
43а (вывод №2)		0,639	0,347	0,347	0,67	0,67	-0,031	-4,85
44	19,5	23	13,881	13,881	13,881	13,881	9,119	46,77
45	2,58	2,58	2,256	перевод в ЦТП	0	0	-	-
46	7,75	7,75	5,202	перевод в ЦТП	0	0	-	-

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2014-2020г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2020-2025г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2025-2030г., Гкал/ч	Резерв установленной мощности, Гкал/ч	Профицит/дефицит мощности, %
46а	12,8	12,8	7,083	перевод в ЦТП	0	0	-	-
47м	3,27	3,27	2,676	2,676	2,676	2,676	0,594	18,16
48	0,077	0,077	0,096	0,096	0,096	0,096	-0,019	-24,82
49	17,5	30	14,525	20,333	29,222	29,222	0,778	4,45
50а	15,78	16	10,920	перевод в ЦТП	0	0	-	-
51	4,3	4,3	3,173	перевод в ЦТП	0	0	-	-
52М	0,62	0,62	0,473	0,473	0,473	0,473	0,147	23,63
53М	0,912	0,912	0,274	0,274	0,274	0,274	0,638	69,98
54	8,9	8,9	5,440	перевод в ЦТП	0	0	-	-
55М	1,238	1,238	0,626	0,626	0,626	0,626	0,612	49,41
56М	0,912	0,912	0,124	0,124	0,124	0,124	0,788	86,44
57	16,44		7,482	7,482	перевод в ЦТП	0	-	-
58М	0,715	0,715	0,196	0,196	0,196	0,196	0,519	72,59
59М	0,809	0,809	0,628	0,628	0,628	0,628	0,181	22,43
60	12,75	14	9,872	перевод в ЦТП	0	0	-	-
61	13,02		6,756	перевод в ЦТП	0	0	-	-
62	15,65	15,65	6,575	6,575	перевод в ЦТП	0	-	-
63	56,265	56,265	31,905	31,905	11,229	11,229	45,036	80,04
64 (вывод №1)	25,227	6,4	2,613	6,252	6,4	6,4	0,00	0,00
64 (вывод №2)		28,6	11,678	27,945	28,6	28,6	0,00	0,00
65	10,68	11	3,829	3,829	перевод в ЦТП	0	-	-
66	9,15	9	2,955	2,955	перевод в ЦТП	0	-	-
67М	2,494	2,494	1,145	1,145	1,145	1,145	1,349	54,08
68	10,83	10,83	7,979	перевод в ЦТП	0	0	-	-
69	2,08	1	0,713	0,713	0,713	0,713	1,367	65,72
70	3,718	2	1,625	1,625	1,625	1,625	2,093	56,31

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2014-2020г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2020-2025г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2025-2030г., Гкал/ч	Резерв установленной мощности, Гкал/ч	Профицит/дефицит мощности, %
71(ЛБК) (вывод№1)	239,15	17,46	10,47	10,47	18,28	18,28	-0,82	-4,7
71 (ЛБК) (вывод№2)		221,69	132,927	132,927	232,099	232,099	-10,409	-4,7
72М	2,236	2,236	0,483	0,483	0,483	0,483	1,753	78,39
73К	0,988	0,988	0,375	0,375	0,375	0,375	0,613	62,08
74К	0,988	0,988	0,505	0,505	0,505	0,505	0,483	48,86
75К	0,756	0,756	0,363	0,363	0,363	0,363	0,393	52,02
76К	0,578	0,578	0,204	0,204	0,204	0,204	0,374	64,64
77К	1,926	1,926	0,654	0,654	0,654	0,654	1,272	66,03
78	25,38		9,112	9,112	9,1120	9,1120	9,112	-
79М(А)	1,548	1,548	0,380	0,380	0,38	0,380	1,168	75,45
ТЭЦ-20	488	488	-	-	-	-	-	-
- нагрузка по пару	168	168	128,8	122,31	122,31	122,31	-	-
- по горячей воде	320	488	15,95	17,80	62,45	287,69	78	34,29
ГТ ТЭЦ	80	80	0	0	39,515	39,515	40,485	50,61
Деревяницкий район								
Микрорайон №1								
1Д	19	19	-	5,198	10,396	15,593	3,407	17,93
2Д	15	15	-	4,858	9,716	14,573	0,427	2,85
Микрорайон №2								
3Д	19	19	-	6,03	12,062	18,098	0,902	4,75
4Д	19	19	-	5,686	11,372	17,059	1,941	10,22
Микрорайон №3								
13Д	12	12	-	3,564	7,128	10,692	1,308	10,90
Микрорайон №4								
78 (нов.)	+8	+8	-	7,9	7,9	7,9	0,1	1,2

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2014-2020г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2020-2025г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2025-2030г., Гкал/ч	Резерв установленной мощности, Гкал/ч	Профицит/дефицит мощности, %
Микро. район №5								
15Д+16Д*	8+4	8+4	-	3,194	6,388	9,582	2,418	20,2
17Д+18Д*	8+6	8+6	-	4,43	8,86	13,29	0,71	7,1
Псковский р-он								
1П	8+10+6	8+10+6		7,6	15,198	22,798	1,202	5
6П (при-стр.)	3	3		0,683	1,367	2,05	0,95	31,67
2П*	12+4+8	12+4+8		7,314	14,626	21,94	2,06	9
3П*	8+3+3+3	8+3+3+3		4,545	9,086	13,627	3,369	20
19П (при-стр.)	1,6	1,6		0,559	1,118	1,677	-0,077	-4,81
Перспектива до 2030 г.	70	70		23,467	46,933	70,40	-0,4	-0,57

* - Укрупнение котельных взамен предложенных в проекте застройки

4.3 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей

При гидравлическом расчете тепловых сетей определяют диаметры трубопроводов исходя из оптимальной скорости движения теплоносителя в трубопроводе и, соответственно, оптимальных потерь давления на участках трубопроводов при требуемой пропускной способности трубопроводов. Линейные потери давления пропорциональны длине трубы и определяются по формуле (1):

$$\Delta P_{\text{тр}} = R \cdot l \quad (1)$$

где R – удельные потери давления на трение, кгс/м²;

l – длина трубопровода, м;

$$R = \lambda \cdot \frac{\vartheta^2 \cdot \gamma}{2 \cdot g \cdot D_{\text{вн}}} \quad (2)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

ϑ – скорость теплоносителя, м/с;

γ – плотность теплоносителя на рассчитываемом участке трубопровода, кгс/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м.

Коэффициент гидравлического трения λ зависит от характера движения жидкости (ламинарное или турбулентное).

Тепловые сети, как правило, работают при турбулентном режиме движения теплоносителя, поэтому коэффициент гидравлического трения определяется формулой Прандтля-Никурадзе (3):

$$\lambda = \frac{1}{\left(1,14 + 2 \cdot \lg \frac{D_{\text{вн}}}{K_{\text{ЭКВ}}}\right)^2} \quad (3)$$

где $K_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентная шероховатость трубы, принимаемая для трубопроводов водяных тепловых сетей 0,5 мм.

Скорость теплоносителя можно найти по известной формуле:

$$\vartheta = \frac{G}{3600 \cdot F} \quad (4)$$

где G – расход теплоносителя на рассчитываемом участке, м³/ч;

F – площадь поперечного сечения трубопровода, м².

Для круглого трубопровода площадь поперечного сечения равна:

$$F = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} \quad (5)$$

Таким образом, зная внутренний диаметр магистрального вывода котельной и расход теплоносителя через этот трубопровод, можно определить линейные удельные потери давления на трение по формулам представленным выше.

Оптимальным значением линейных удельных потерь давления на трение принято считать 80 Па на 1 погонный метр трубопровода. С учетом этого можно решить задачу определения пропускной способности трубопровода заданного диаметра в случае подключения к нему дополнительной тепловой нагрузки.

Оптимальный расход теплоносителя в трубопроводе заданного диаметра определяется по формуле (6) с учетом значений λ , определенного по формуле (3) и ϑ из формулы (2):

$$G_{\text{опт}} = F \cdot \vartheta_{\text{опт}} \quad (6)$$

где:

$$\vartheta_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{R_{\text{опт}} \cdot (1,14 + 2 \cdot \log \frac{D_{\text{вн}}}{K_{\text{экв}}})^2 \cdot 2 \cdot g \cdot D_{\text{вн}}}{\gamma}} \quad (7)$$

Оптимальным значением удельных потерь давления на трение принято считать 80 Па/м (8 мм.в.ст/м), допускаются и большие удельные потери, но при скорости теплоносителя не превышающей 2,5 м/с. Исходя из этих рекомендаций проведен гидравлический расчет трубопроводов – магистральных выводов от всех котельных МУП «Теплоэнерго» на фактические нагрузки (таблица 4.3.1) и на перспективу после проведения реконструкции и модернизации систем теплоснабжения (таблица 4.3.2). Фактические показатели представлены на из, представленной заказчиком на момент обследования, математической модели схемы теплоснабжения, а также из результатов обследований, проведенных на ряде котельных.

Анализ данных из таблицы 4.3.1 показывает, что несколько котельных работают в неоптимальном гидравлическом режиме с повышенными удельными потерями давления. Однако при малой протяженности тепловых сетей такие показатели не являются критичными.

При расчетах на перспективу выявлено, что котельные (№№7, 16, 30, 49, 64, 71), а также ГТ-ТЭ Энерго, на которые в перспективе планируется перевести часть тепловых нагрузок потребителей, с увеличением установленной мощности котельных, из работы в нормальном гидравлическом режиме, перейдут в неоптимальный гидравлический режим. Данный факт необходимо учесть при разработке проектов реконструкции тепловых сетей, их объединения, а также при разработке проектов реконструкции котельных.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Таблица 4.3.1 Результаты гидравлического расчета магистральных выводов источников тепла при фактических тепловых нагрузках потребителей

Наименование котельной	Внутренний диаметр магистрального вывода, мм	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Расчетный удельные потери давления на трение, Па/м	Расчетный скорость теплоносителя, м/с	Оптимальные удельные потери давления на трение, Па/м	Оптимальная скорость теплоносителя, м/с	Оптимальный расход теплоносителя, т/ч
1+2	408	20,07	334,51	13	0,711	80	1,800	811,78
3а	150	2,34	93,62	19	1,472	80	0,955	58,23
4	259	4,15	165,92	34	0,875	80	1,353	245,86
4 гвс	100	0,38	5,78	6	0,205	80	0,735	19,91
5	207	5,16	206,58	17	1,705	80	1,174	136,24
5 гвс	100	0,82	12,57	29	0,445	80	0,735	19,91
6	309	6,08	173,66	15	0,643	80	1,512	391,17
6 гвс	100	0,51	7,85	12	0,278	80	0,735	19,91
7	259	5,82	166,25	34	0,877	80	1,353	245,86
7а	309	6,94	198,19	19	0,734	80	1,512	391,17
8	259	3,10	123,95	19	0,653	80	1,353	245,86
8'	150	1,66	41,57	37	0,653	80	0,955	58,23
9	259	3,64	145,58	26	0,768	80	1,353	245,86
9 гвс	207	2,09	32,20	4	0,266	80	1,174	136,24
10	259	8,55	190,11	4	1,002	80	1,353	245,86
11М	125	1,53	61,06	21	1,382	80	0,849	35,95
12	309	9,39	268,34	35	0,994	80	1,512	391,17
13	259	2,76	78,82	8	0,416	80	1,353	245,86
14	408	3,84	153,65	3	0,326	80	1,800	811,78
14 гвс	150	0,97	14,97	5	0,235	80	0,955	58,23
15	259	3,15	89,93	10	0,474	80	1,353	245,86
15 гвс	259	4,63	71,25	6	0,376	80	1,353	245,86
16	309	11,72	195,32	18	0,724	80	1,512	391,17
17	259	3,16	126,25	20	0,666	80	1,353	245,86
18	125	0,80	31,95	57	0,723	80	0,849	35,95

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Наименование котельной	Внутренний диаметр магистрального вывода, мм	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Расчетный удельные потери давления на трение, Па/м	Расчетный скорость теплоносителя, м/с	Оптимальные удельные потери давления на трение, Па/м	Оптимальная скорость теплоносителя, м/с	Оптимальный расход теплоносителя, т/ч
19	213	0,63	25,12	3	0,196	80	1,195	146,90
19 гвс	150	0,89	13,63	4	0,214	80	0,955	58,23
20	259	4,00	159,91	3	0,843	80	1,353	245,86
20 гвс	100	0,75	11,48	24	0,406	80	0,735	19,91
21	171	2,18	87,09	82	1,053	80	1,039	82,30
21 гвс	150	0,05	0,71	2	0,011	80	0,955	58,23
22М	150	0,36	14,51	5	0,228	80	0,955	58,23
23	309	4,79	191,69	18	0,710	80	1,512	391,17
23 гвс	82	0,28	4,32	10	0,227	80	0,646	11,76
24	259	7,67	219,16	59	1,156	80	1,353	245,86
25М	100	0,23	9,16	15	0,324	80	0,735	19,91
26	309	1,65	65,93	2	0,244	80	1,512	391,17
26 гвс	100	0,79	12,12	27	0,429	80	0,735	19,91
27	242	2,26	90,22	14	0,545	80	1,296	205,62
27 гвс	100	1,00	15,31	43	0,541	80	0,735	19,91
28М	207	2,61	104,52	43	0,863	80	1,174	136,24
29	309	7,13	203,59	20	0,754	80	1,512	391,17
29 гвс	207	0,44	6,78	2	0,056	80	1,174	136,24
30	332	6,25	178,56	11	0,573	80	1,582	472,41
31	207	5,49	156,87	97	1,295	80	1,174	136,24
32М*	-	0,96	38,54	-	-	80	-	-
33	259	7,12	284,76	98	1,501	80	1,353	245,86
34 (вывод №1)	259	11,441	577	40	3,042	80	1,353	245,86
34 (вывод №2)	408	9,716	490	2,7	1,041	80	1,800	811,78
35	259	0,66	26,40	9	0,139	80	1,353	245,86
36	309	18,11	402,54	78	1,491	80	1,512	391,17
37	207	1,96	78,34	24	0,647	80	1,174	136,24

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Наименование котельной	Внутренний диаметр магистрального вывода, мм	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Расчетный удельные потери давления на трение, Па/м	Расчетный скорость теплоносителя, м/с	Оптимальные удельные потери давления на трение, Па/м	Оптимальная скорость теплоносителя, м/с	Оптимальный расход теплоносителя, т/ч
38	309	11,27	250,41	30	0,928	80	1,512	391,17
39	125	3,00	119,91	800	2,714	80	0,849	35,95
39 гвс	207	2,81	43,23	7	0,357	80	1,174	136,24
40	207	1,31	52,55	11	0,434	80	1,174	136,24
40 гвс	100	1,82	28,02	142	0,991	80	0,735	19,91
41	309	15,25	254,16	32	0,941	80	1,512	391,17
42	207	2,23	89,03	32	0,735	80	1,174	136,24
42 гвс	69	0,33	5,14	37	0,382	80	0,576	7,43
43а (вывод №1)	259	10,44	260,56	8	1,374	80	1,353	245,86
43а (вывод №2)	82	0,347	9,06	4	0,477	80	0,646	11,758
44	259	13,88	231,34	65	1,220	80	1,353	245,86
45	125	2,26	90,23	453	2,042	80	0,849	35,95
46	259	5,20	208,09	53	1,097	80	1,353	245,86
46а	259	4,52	180,63	40	0,952	80	1,353	245,86
46а гвс	150	2,57	39,49	34	0,621	80	0,955	58,23
47м	207	2,68	107,05	45	0,884	80	1,174	136,24
48	108	0,10	3,84	2	0,117	80	0,773	24,41
49	309	8,88	222,11	23	0,823	80	1,512	391,17
49 гвс	259	5,64	86,78	9	0,458	80	1,353	245,86
50а	414	9,01	257,41	7	0,531	80	1,817	843,49
50а гвс	125	1,91	29,40	48	0,665	80	0,849	35,95
51	325	3,17	126,91	6	0,425	80	1,561	446,68
52М	82	0,47	18,94	183	0,996	80	0,646	11,76
53М	100	0,27	10,95	26	0,387	80	0,735	19,91
54	372	5,44	217,60	10	0,556	80	1,699	636,96
55М*	-	0,63	25,05	-	-	80	-	-
56М*	-	0,12	4,95	-	-	80	-	-

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Наименование котельной	Внутренний диаметр магистрального вывода, мм	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Расчетный удельные потери давления на трение, Па/м	Расчетный скорость теплоносителя, м/с	Оптимальные удельные потери давления на трение, Па/м	Оптимальная скорость теплоносителя, м/с	Оптимальный расход теплоносителя, т/ч
57	309	7,48	187,04	18	0,693	80	1,512	391,17
58М	100	0,20	7,84	15	0,277	80	0,735	19,91
59М	100	0,63	25,10	115	0,888	80	0,735	19,91
60	309	7,42	212,11	22	0,786	80	1,512	391,17
60 гвс	100	2,45	37,66	255	1,332	80	0,735	19,91
61	207	1,86	46,55	10	0,384	80	1,174	136,24
61 гвс	207	4,89	75,29	23	0,621	80	1,174	136,24
62	372	6,58	187,86	9	0,480	80	1,699	636,96
63	414	31,90	708,99	53	1,463	80	1,817	843,49
64 (вывод №1)	150	2,613	69,23	10	1,088	80	0,955	58,23
64 (вывод №2)	309	11,678	309,44	5	1,146	80	1,512	391,17
65	359	3,83	109,40	3	0,300	80	1,662	580,15
66	259	1,48	42,21	3	0,223	80	1,353	245,86
66 гвс	259	1,48	22,73	2	0,120	80	1,353	245,86
67М ¹	-	1,15	45,81	-	-	80	-	-
68	259	7,98	319,17	124	1,683	80	1,353	245,86
69	158	0,71	28,52	134	0,404	80	0,988	66,79
70	207	0,90	35,98	5	0,297	80	1,174	136,24
70 гвс	207	0,73	11,15	2	0,092	80	1,174	136,24
71(ЛБК) (вывод №1)	259	10,47	215,84	6	1,138	80	1,353	245,86
71(ЛБК) (вывод №2)	806	132,927	2800	2	1,524	80	2,745	4830,88
78	309	9,11	227,80	25	0,844	80	1,512	391,17

Примечание: Расчетный расход теплоносителя взят из представленной МУП «Теплоэнерго» математической модели в Zulu ГИС.

* Сведения о диаметре трубопроводов не предоставлены. Данные котельные магистральных выводов не имеют, являются модульными крышными котельными, обеспечивающими тепловой энергией одного (индивидуального) абонента.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Таблица 4.3.2 Результаты гидравлического расчета магистральных выводов источников тепла для перспективной нагрузки потребителей

Наименование котельной	Внутренний диаметр магистрального вывода, мм	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Перспективная нагрузка до 2030 г., Гкал/ч	Перспективный расход теплоносителя, до 2030, т/ч	Перспективная скорость теплоносителя, м/с	Перспективные удельные потери давления на трение, Па/м	Оптимальная скорость теплоносителя, м/с	Оптимальный расход теплоносителя, т/ч
1+2	408	334,51	24,88	414,74	0,881	2	1,800	811,78
3а	150	93,62	2,34	93,62	1,472	188	0,955	58,23
4	259	165,92	перевод в ЦТП				1,353	245,86
4 гвс	100	5,78	перевод в ЦТП				0,735	19,91
5	207	206,58	перевод в ЦТП				1,174	136,24
5 гвс	100	12,57	перевод в ЦТП				0,735	19,91
6	309	173,66	перевод в ЦТП				1,512	391,17
6 гвс	100	7,85	перевод в ЦТП				0,735	19,91
7	259	166,25	16,05	458,66	2,418	255	1,353	245,86
7а	309	198,19	6,94	198,19	0,734	19	1,512	391,17
8	259	123,95	перевод в ЦТП				1,35	245,86
8'	150	41,57	перевод в ЦТП				0,955	58,23
9	259	145,58	перевод в ЦТП				1,353	245,86
9 гвс	207	32,20	перевод в ЦТП				1,174	136,24
10	259	190,11	перевод в ЦТП				1,353	245,86
11М	125	61,06	1,53	61,06	1,382	208	0,849	35,95
12	309	268,34	перевод в ЦТП				1,512	391,17
13	259	78,82	перевод в ЦТП				1,353	245,86
14	408	153,65	перевод в ЦТП				1,800	811,78
14 гвс	150	14,97	перевод в ЦТП				0,955	58,23
15	259	89,93	перевод в ЦТП				1,353	245,86
15 гвс	259	71,25	перевод в ЦТП				1,353	245,86
16	309	195,32	27,00	450,00	1,667	97	1,512	391,17
17	259	126,25	перевод в ЦТП				1,353	245,86

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Наименование котельной	Внутренний диаметр магистрального вывода, мм	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Перспективная нагрузка до 2030 г., Гкал/ч	Перспективный расход теплоносителя, до 2030, т/ч	Перспективная скорость теплоносителя, м/с	Перспективные удельные потери давления на трение, Па/м	Оптимальная скорость теплоносителя, м/с	Оптимальный расход теплоносителя, т/ч
18	125	31,95	0,80	31,95	0,723	57	0,849	35,95
19	213	25,12	0,63	25,12	0,196	3	1,195	146,90
19 гвс	150	13,63	0,89	13,63	0,214	4	0,955	58,23
20	259	159,91	перевод в ЦТП				1,353	245,86
20 гвс	100	11,48	перевод в ЦТП				0,735	19,91
21	171	87,09	перевод в ЦТП				1,039	82,30
21 гвс	150	0,71	перевод в ЦТП				0,955	58,23
22М	150	14,51	0,36	14,51	0,228	5	0,955	58,23
23	309	191,69	перевод в ЦТП				1,512	391,17
23 гвс	82	4,32	перевод в ЦТП				0,646	11,76
24	259	219,16	7,67	219,16	1,156	59	1,353	245,86
25М	100	9,16	0,23	9,16	0,324	15	0,735	19,91
26	309	65,93	перевод в ЦТП				1,512	391,17
26 гвс	100	12,12	перевод в ЦТП				0,735	19,91
27	242	90,22	перевод в ЦТП				1,296	205,62
27 гвс	100	15,31	перевод в ЦТП				0,735	19,91
28М	207	104,52	2,61	104,52	0,863	43	1,174	136,24
29	309	203,59	перевод в ЦТП				1,512	391,17
29 гвс	207	6,78	перевод в ЦТП				1,174	136,24
30	332	178,56	26,49	756,86	2,429	190	1,582	472,41
31	207	156,87	перевод в ЦТП				1,174	136,24
33	259	284,76	7,12	284,76	1,501	100	1,353	245,86
34 (вывод №1)	259	577	22,26	636,06	3,354	49	1,353	245,86
34 (вывод №2)	408	490	18,91	540,29	1,148	3	1,800	811,78
35	259	26,40	0,66	26,40	0,139	2	1,353	245,86
36	309	402,54	перевод в ЦТП				1,512	391,17
37	207	78,34	1,96	78,34	0,647	24	1,174	136,24

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Наименование котельной	Внутренний диаметр магистрального вывода, мм	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Перспективная нагрузка до 2030 г., Гкал/ч	Перспективный расход теплоносителя, до 2030, т/ч	Перспективная скорость теплоносителя, м/с	Перспективные удельные потери давления на трение, Па/м	Оптимальная скорость теплоносителя, м/с	Оптимальный расход теплоносителя, т/ч
38	309	250,41	перевод в ЦТП, перевод нагрузки на ГТЭС				1,512	391,17
39	125	119,91	перевод в ЦТП				0,849	35,95
39 гвс	207	43,23	перевод в ЦТП				1,174	136,24
40	207	52,55	перевод в ЦТП				1,174	136,24
40 гвс	100	28,02	перевод в ЦТП				0,735	19,91
41	309	254,16	перевод в ЦТП, перевод нагрузки на ГТЭС				1,512	391,17
42	207	89,03	перевод в ЦТП, перевод нагрузки на ГТЭС				1,174	136,24
42 гвс	69	5,14	перевод в ЦТП, перевод нагрузки на ГТЭС				0,576	7,43
43а (вывод №1)	259	260,56	20,32	580,57	3,061	41	1,353	245,86
43а (вывод №2)	82	9,06	0,67	19,14	1,007	19	0,646	11,758
44	259	231,34	13,88	231,34	1,220	65	1,353	245,86
45	125	90,23	перевод в ЦТП				0,849	35,95
46	259	208,09	перевод в ЦТП				1,353	245,86
46а	259	180,63	перевод в ЦТП				1,353	245,86
46а гвс	150	39,49	перевод в ЦТП				0,955	58,23
47м	207	107,05	2,68	107,05	0,884	45	1,174	136,24
48	108	3,84	0,10	3,84	0,117	19	0,773	24,41
49	309	222,11	17,63	440,64	1,632	94	1,512	391,17
49 гвс	259	86,78	11,60	178,40	0,941	39	1,353	245,86
50а	414	257,41	перевод в ЦТП				1,817	843,49
50а гвс	125	29,40	перевод в ЦТП				0,849	35,95
51	325	126,91	перевод в ЦТП				1,561	446,68
52М	82	18,94	0,47	18,94	0,996	184	0,646	11,76
53М	100	10,95	0,27	10,95	0,387	22	0,735	19,91
54	372	217,60	перевод в ЦТП				1,699	636,96
57	309	187,04	перевод в ЦТП, перевод нагрузки на ГТЭС				1,512	391,17
58М	100	7,84	0,20	7,84	0,277	13	0,735	19,91

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Наименование котельной	Внутренний диаметр магистрального вывода, мм	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Перспективная нагрузка до 2030 г., Гкал/ч	Перспективный расход теплоносителя, до 2030, т/ч	Перспективная скорость теплоносителя, м/с	Перспективные удельные потери давления на трение, Па/м	Оптимальная скорость теплоносителя, м/с	Оптимальный расход теплоносителя, т/ч
59М	100	25,10	0,63	25,10	0,888	114	0,735	19,91
60	309	212,11	перевод в ЦТП				1,512	391,17
60 гвс	100	37,66	перевод в ЦТП				0,735	19,91
61	207	46,55	перевод в ЦТП				1,174	136,24
61 гвс	207	75,29	перевод в ЦТП				1,174	136,24
62	372	187,86	перевод в ЦТП				1,699	636,96
63	414	708,99	11,23	249,53	0,515	7	1,817	843,49
64 (вывод №1)	150	69,23	6,4	142,22	2,236	43	0,955	58,23
64 (вывод №2)	309	309,44	28,6	635,56	2,354	19	1,512	391,17
65	359	109,40	перевод в ЦТП				1,662	580,15
66	259	42,21	перевод в ЦТП, перевод нагрузки на ГТЭС				1,353	245,86
66 гвс	259	22,73	перевод в ЦТП, перевод нагрузки на ГТЭС				1,353	245,86
68	259	319,17	перевод в ЦТП				1,353	245,86
69	158	28,52	0,71	28,52	0,404	14	0,988	66,79
70	207	35,98	0,90	35,98	0,297	5	1,174	136,24
70 гвс	207	11,15	0,73	11,15	0,092	2	1,174	136,24
71(ЛБК) (вывод №1)	259	215,84	18,28	731,2	3,855	64,818	1,353	245,86
71(ЛБК) (вывод №2)	804	2800	232,099	9283,96	5,054	29,94	2,745	4830,88
78+нов.78	309	227,80	17,012	425	1,5	88	1,512	391,17
ГТЭС	406	0,00	39,52	1580,60	3,391	287	1,795	801,38

Примечание: Расчетный расход теплоносителя взят из представленной МУП «Теплоэнерго» математической модели в Zulu ГИС.

4.4 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Развитие системы теплоснабжения г. Великий Новгород планируется провести по пути централизации и объединения (группирования) источников тепла и сокращения количества работающих котельных, а именно, предлагается: сократить количество функционирующих источников тепла с 81 до 43 штук, реконструировать с последующим переводом под центральные тепловые пункты 37 котельных, демонтировать котельную №78.

Анализ перспективной нагрузки котельных, рекомендуемых к работе в период времени с 2014 по 2030 годы показывает, что установленной мощности котельных в большинстве обслуживаемых ими районов достаточно для покрытия перспективной нагрузки потребителей, исключения составляют:

- котельная №18 дефицит -28,83% от установленной мощности;
- котельная №43а дефицит установленной мощности, компенсируется совместной работой данной котельной с котельными №30 и 49 на общую теплую сеть;
- котельная №48 дефицит -24,82% от установленной мощности;
- котельная №71 (ЛБК) дефицит составляет -4,7% от установленной мощности, компенсируется совместной работой котельной №71 (ЛБК) и котельной №63 в пиковом режиме.

Анализ перспективной загрузки ТЭЦ-20 ОАО «ТГК-2», показывает, что до 2025 года с учетом прогноза роста тепловой нагрузки абонентов, подключенных к данному источнику тепла, резерв тепловой мощности ТЭЦ по горячей воде составит 109,74 Гкал/ч, или 34,29% от располагаемой тепловой мощности ТЭЦ по горячей воде.

В результате гидравлического расчета магистральных выводов для перспективной тепловой нагрузки источников тепла выявлено:

- магистральные трубопроводы котельной №1 после перевода к данной к котельной подключенной тепловой нагрузки котельной №14 обеспечат пропуск заданного расхода теплоносителя;
- магистральные трубопроводы котельной №7 после перевода к ней подключенной тепловой нагрузки котельных №20 и №31 не обеспечат пропуск заданного расхода теплоносителя и без принятия соответствующих мер будут работать вне оптимального режима с перерасходом электрической энергии на транспортировку теплоносителя;
- после объединения котельных №30, №43а, №49 и присоединения к данным котельным подключенной тепловой нагрузки котельных №8, №9, №15, №17, №21, №23, №27, №39, №68 магистральные выводы объединенных котельных №30 и №43а не обеспечат требуемых перспективных расходов теплоносителя, магистральный вывод котельной №49 будет находиться в области оптимальной загрузки при перспективном расходе теплоносителя;
- после присоединения подключенной тепловой нагрузки котельных №10, №36, №40, №46, №46а, №50а, №54, №60, №61 к котельной №71 (ЛБК), существующие магистральные трубопроводы этой котельной не обеспечат пропуск требуемого расхода теплоносителя, необходимо увеличивать диаметр магистральных выводов №1 и №2 или перевести часть подключенной нагрузки на пиковую котельную №63;
- после объединения котельных №16, №34, №64 и присоединения к ним подключенной тепловой нагрузки котельных №4, №5, №6, №12, №13, №26, №29, №45, №51, №62, №65 магистральные выводы объединенных котельных №16, №34 и №64 обеспечат требуемый пер-

спективный расход теплоносителя, однако магистральный вывод котельной №16 и магистральный вывод №1 котельной №64 будут работать с повышенным гидравлическим сопротивлением, что не критично при прогнозируемых перспективных нагрузках котельных и соответствующих расходах теплоносителя.

Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

До 2025 года планируется поэтапное строительство двух районов – Деревяницкого и Псковского. Для теплоснабжения районов предусматривается строительство новых котельных. Общая нагрузка на котельные составит 91,19 Гкал/ч для Деревяницкого района и 126,54 Гкал/ч для Псковского района.

Увеличение подключенной мощности источников равномерно разделено на 3 периода, базовыми являются 2015, 2020 и 2025 годы.

В таблице 5.1 представлены перспективные нагрузки на ГВС и отопление вновь строящихся котельных на базовые годы. Данные проиллюстрированы диаграммами.

В таблице 5.2 приведены данные по величине подпитки.

Так как система горячего водоснабжения закрытая, расчет подпитки на сети ГВС учитывает только потери теплоносителя с утечками (аналогично сетям отопления).

Потери теплоносителя при его передаче по тепловым сетям составляют утечки через неплотности в элементах тепловой сети. Норматив расхода подпиточной воды на компенсацию утечек теплоносителя установлен в размере 0,25 % от объема воды в теплосети, включая наружные и внутренние системы. Так как точные значения объемов теплосети неизвестны, ориентировочный объем теплосети для каждой котельной получен согласно СНиП 41-02-2003 («Тепловые сети») из расчета 65 м³ на каждый МВт подключенной мощности.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Таблица 5.1 Перспективные нагрузки на вновь строящиеся котельные

Микрорайон (котельные)	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Нагрузка 2015		Нагрузка 2020		Нагрузка 2025	
			Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч
Деревяницкий район								
Мкрн. №1, кот. № 1,2	13,21	11,34	4,40	3,78	8,80	7,56	13,21	11,34
Мкрн. №2, кот. № 3,4	15,47	13,50	5,16	4,50	10,31	9,00	15,47	13,50
Мкрн. №3, кот. № 13	6,83	2,89	2,28	0,96	4,55	1,93	6,83	2,89
Мкрн. №4, кот. № 78персп	4,98	2,20	1,66	0,73	3,32	1,47	4,98	2,20
Мкрн. №5, кот. № 15,17,18	15,40	5,39	5,13	1,80	10,26	3,60	15,40	5,39
Итого по району:	55,88	35,32	18,63	11,77	37,25	23,54	55,88	35,32
Псковский район								
Псковск., кот №1*	12,41	8,32	4,13	2,78	8,28	5,54	12,41	8,32
Псковск., кот №6	1,44	0,42	0,48	0,14	0,96	0,28	1,44	0,42
Псковск., кот №2*	10,32	9,62	3,45	3,2	6,87	6,42	10,32	9,62
Псковск., кот №3*	7,1	5,29	2,37	1,76	4,73	3,53	7,1	5,29
Псковск., кот №19	0,54	1,08	0,18	0,36	0,36	0,72	0,54	1,08
Планируемая до 2027 года	40	30	13,33	10	26,67	20	40	30
Итого по району:	71,81	54,73	23,94	18,24	47,87	36,49	71,81	54,73
Прочие районы								
Кот.кв.118 и 119	14,78	5,14	14,78	5,14	14,78	5,14	14,78	5,14
Кот.кв.239, 120, 243	14,155	7,058	14,155	7,058	14,155	7,058	14,155	7,058
Кот.кв. 152	12,4	-	12,4	-	12,4	-	12,4	-
Итого по прочим:	41,335	12,198	41,335	12,198	41,335	12,198	41,335	12,198

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Таблица 5.2 Перспективные расходы подпитки на вновь строящихся котельных

Микрорайон (котельные)	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Объем ТС, м³	Подпитка ТС, м³/ч	2015	2020	2025
					Подпитка ТС, м³/ч	Подпитка ТС, м³/ч	Подпитка ТС, м³/ч
Деревяницкий район							
Дерев., Мкрн. №1, кот. № 1,2	13,21	11,34	1855,3	4,64	1,55	3,09	4,64
Дерев., Мкрн. №2, кот. № 3,4	15,47	13,50	2189,4	5,47	1,82	3,65	5,47
Дерев., Мкрн. №3, кот. № 13	6,83	2,89	734,8	1,84	0,61	1,22	1,84
Дерев., Мкрн. №4, кот. № 78 персп	4,98	2,20	542,8	1,36	0,45	0,90	1,36
Дерев., Мкрн. №5, кот. № 15,17,18	15,40	5,39	1571,5	3,93	1,31	2,62	3,93
Итого по району:	55,88	35,32	6893,73	17,23	5,74	11,49	17,23
Псковский район							
Котельная № 1*	12,41	8,32	1566,9	3,91	1,31	2,6	3,91
Котельная № 6 (пристроенная)	1,44	0,42	140,6	0,35	0,12	0,23	0,35
Котельная № 2*	10,32	9,62	1507,4	3,77	1,26	2,51	3,77
Котельная № 3*	7,1	5,29	936,7	2,34	0,78	1,57	2,34
Котельная № 19 (пристроенная)	0,54	1,08	122,2	0,31	0,1	0,2	0,31
Перспектива до 2027г.	40	30	5291,7	13,23	4,41	8,82	13,23
Итого по району:	71,81	54,73	9565,5	23,91	7,98	15,93	23,91
Прочие районы							
Кот.кв.118 и 119	14,78	5,14	1505,732	3,8			
Кот.кв.239, 120, 243	14,155	7,058	1603,469	4			
Кот.кв. 152	12,4	-	937,3031	2,3			
Итого по прочим:	41,335	12,198	4046,504	10,1			

Далее, в таблице 5.3 даны перспективные расходы на существующие котельные. Часть котельных переводятся в режим ЦТП и подпитка на них не предусматривается. В графическом виде диаграммы расходов (за исключением мощных источников 71ЛБК и ТЭЦ-20) показана на рисунке 5.4.

Расчеты выполнены на основе данных раздела 4.2.

Таблица 5.3 Перспективные расходы подпитки существующих котельных

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Подпитка на 2015, м3/ч	Подпитка на 2020, м3/ч	Подпитка на 2025, м3/ч
1+2	27,395	27,395	3,79	4,70	4,70
3а	2,6	3	0,44	0,44	0,44
4	6,35	6	перевод в ЦТП	0,00	0,00
5	10,25	9	перевод в ЦТП	0,00	0,00
6	8,551	10	перевод в ЦТП	0,00	0,00
7	10,5	20	1,10	3,03	3,03
7а	8,4	8	1,31	1,31	1,31
8	5,2	6	перевод в ЦТП	0,00	0,00
9	9,5	9	1,08	перевод в ЦТП	0,00
10	13	17	перевод в ЦТП	0,00	0,00
11М	3,405	3,405	0,29	0,29	0,29
12	10,5	13	перевод в ЦТП	0,00	0,00
13	7,72	7,72	перевод в ЦТП	0,00	0,00
14	8,4	8	0,91	перевод в ЦТП	0,00
15	11,18	11,18	перевод в ЦТП	0,00	0,00
16	21,28	27	2,21	5,10	5,10
17	5,75	14	0,60	перевод в ЦТП	0,00
18	0,62	0,62	0,15	0,15	0,15
19	2,15	2,15	0,29	0,29	0,29
20	9,155	7	0,90	перевод в ЦТП	0,00
21	4,468	18	перевод в ЦТП	0,00	0,00
22М	1	1	0,07	0,07	0,07
23	7,75	6	перевод в ЦТП	0,00	0,00
24	16,44	15	1,45	1,45	1,45
25М	0,912	0,912	0,04	0,04	0,04
26	5,324	4	перевод в ЦТП	0,00	0,00
27	5,687	6	перевод в ЦТП	0,00	0,00
28М	5,65	5,65	0,49	0,49	0,49
29	11,8	10	1,45	перевод в ЦТП	0,00
30	7,85	30	5,01	5,01	5,01
31	7,3	7	1,04	перевод в ЦТП	0,00
32М	2,752	2,752	0,18	0,18	0,18
33	24,505	16	1,45	1,45	1,45
34	51,848	45	6,89	7,78	7,78
35	1,186	1,186	0,12	0,12	0,12
36	24,9	29	перевод в ЦТП	0,00	0,00
37	5,986	7	0,73	0,73	0,73
38	19,5	24	2,13	демонтаж	0,00

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Подпитка на 2015, м3/ч	Подпитка на 2020, м3/ч	Подпитка на 2025, м3/ч
39	10	14	перевод в ЦТП	0,00	0,00
40	7,45	7,45	перевод в ЦТП	0,00	0,00
41	24,9	26	2,88	демонтаж	0,00
42	4,577	4,577	0,48	демонтаж	0,00
43а	19,77	20	2,04	3,97	3,97
44	19,5	23	2,62	2,62	2,62
45	2,58	2,58	перевод в ЦТП	0,00	0,00
46	7,75	7,75	перевод в ЦТП	0,00	0,00
46а	12,8	12,8	перевод в ЦТП	0,00	0,00
47м	3,27	3,27	0,51	0,51	0,51
48	0,077	0,077	0,02	0,02	0,02
49	17,5	30	3,84	5,52	5,52
50а	15,78	16	перевод в ЦТП	0,00	0,00
51	4,3	4,3	перевод в ЦТП	0,00	0,00
52М	0,62	0,62	0,09	0,09	0,09
53М	0,912	0,912	0,05	0,05	0,05
54	8,9	8,9	перевод в ЦТП	0,00	0,00
55М	1,238	1,238	0,12	0,12	0,12
56М	0,912	0,912	0,02	0,02	0,02
57	16,44		1,41	демонтаж	0,00
58М	0,715	0,715	0,04	0,04	0,04
59М	0,809	0,809	0,12	0,12	0,12
60	12,75	14	перевод в ЦТП	0,00	0,00
61	13,02		перевод в ЦТП	0,00	0,00
62	15,65	15,65	1,24	перевод в ЦТП	0,00
63	56,265	56,265	6,03	2,12	2,12
64	25,227	35	6,46	6,61	6,61
65	10,68	11	0,72	перевод в ЦТП	0,00
66	9,15	9	0,56	демонтаж	0,00
67М	2,494	2,494	0,22	0,22	0,22
68	10,83	10,83	перевод в ЦТП	0,00	0,00
69	2,08	1	0,13	0,13	0,13
70	3,718	2	0,31	0,31	0,31
72М	2,236	2,236	0,09	0,09	0,09
73К	0,988	0,988	0,07	0,07	0,07
74К	0,988	0,988	0,10	0,10	0,10
75К	0,756	0,756	0,07	0,07	0,07
76К	0,578	0,578	0,04	0,04	0,04
77К	1,926	1,926	0,12	0,12	0,12
78	25,38		демонтаж	0,00	0,00
79М(А)	1,548	1,548	0,07	0,07	0,07
ГТ ТЭЦ	80	80	0,00	7,47	7,47
71(ЛБК)	239,15	239,15	27,10	47,32	47,32
ТЭЦ-20	488	488	30,68	34,92	39,74

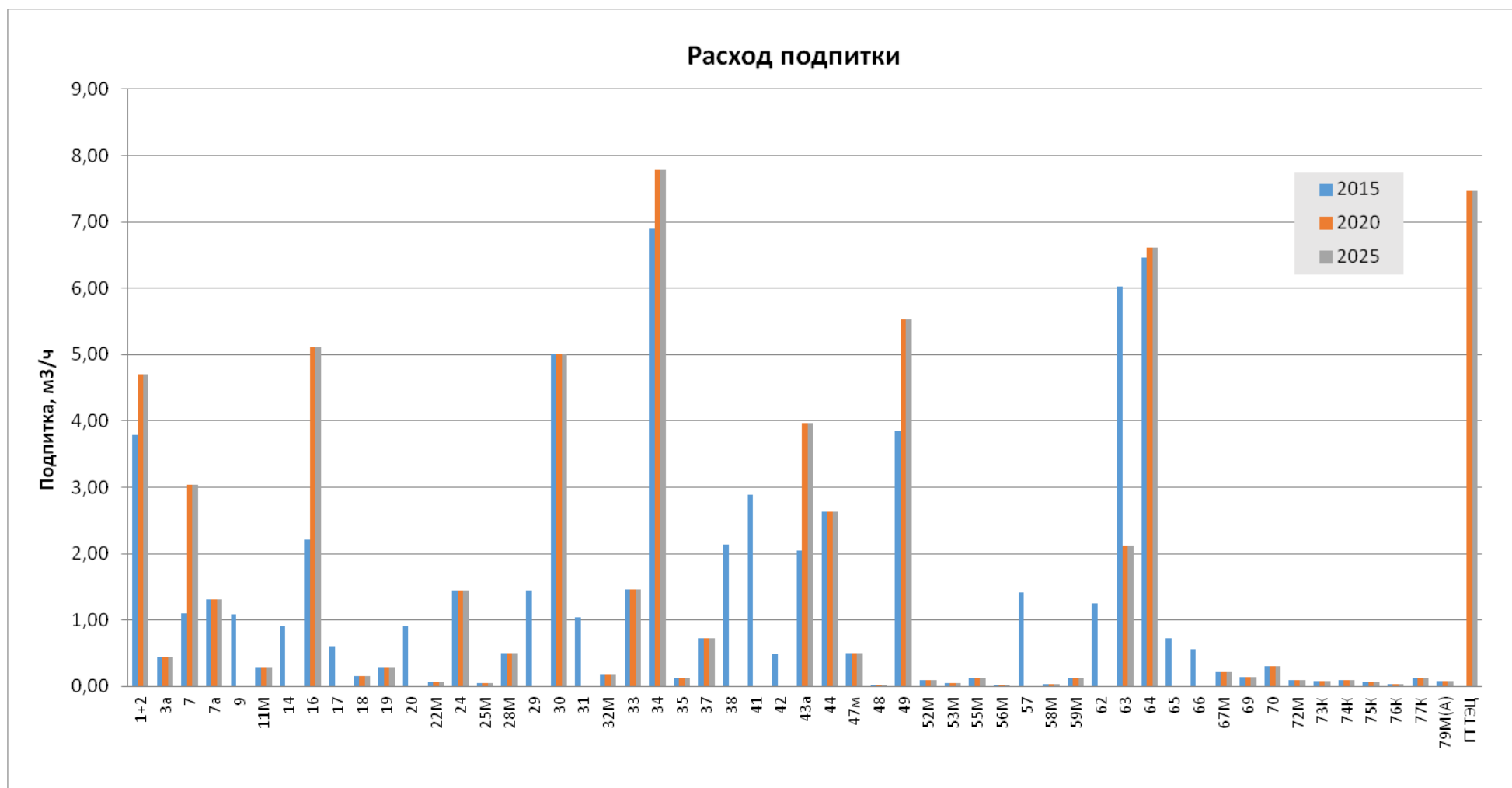


Рисунок 5.4. Перспективные расходы подпитки существующих котельных (кроме 71 ЛБК и ТЭЦ-20)

Согласно СНиП 41-02-2003 «ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ», для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Таблица 5.4 Перспективные расходы аварийной подпитки на вновь строящихся котельных

Микрорайон (котельные)	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Объем ТС, м³	Аварийная подпитка ТС, м³/ч	2015	2020	2025
					Аварийная под-питка ТС, м³/ч	Аварийная под-питка ТС, м³/ч	Аварийная под-питка ТС, м³/ч
Деревяницкий район							
Дерев., Мкрн. №1, кот. № 1,2	13,21	11,34	1855,3	37,11	12,37	24,74	37,11
Дерев., Мкрн. №2, кот. № 3,4	15,47	13,50	2189,4	43,79	14,60	29,19	43,79
Дерев., Мкрн. №3, кот. № 13	6,83	2,89	734,8	14,70	4,90	9,80	14,70
Дерев., Мкрн. №4, кот. № 78персп	4,98	2,20	542,8	10,86	3,62	7,24	10,86
Дерев., Мкрн. №5, кот. № 15,17,18	15,40	5,39	1571,5	31,43	10,48	20,95	31,43
Итого по району:	55,89	35,32	6893,8	137,89	45,97	91,92	137,89
Псковский район							
Псковск., кот №1*	12,41	8,32	1566,9	31,34	10,45	20,89	31,34
Псковск., кот №6	1,44	0,42	140,6	2,81	0,94	1,87	2,81
Псковск., кот №2*	10,32	9,62	1507,4	30,14	10,04	20,1	30,14
Псковск., кот №3*	7,1	5,29	936,7	18,73	6,24	12,48	18,73
Псковск., кот №19	0,54	1,08	122,2	2,44	0,81	1,63	2,44
Планируемая до 2027 года	40	30	5291,7	105,83	35,28	70,56	105,83
Итого по району:	71,81	54,73	9565,5	191,29	63,76	127,53	191,29
Прочие районы							
Кот.кв.118 и 119	14,78	5,14	1505,732	30,1	7,5		
Кот.кв.239, 120, 243	14,155	7,058	1603,469	32,1	7,9		
Кот.кв. 152	12,4	-	937,3031	18,7	4,6		
Итого по прочим:	41,335	12,198	4046,504	80,9	20		

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

В таблице 5.5 и на рисунке 5.6 приведены результаты расчета аварийной подпитки существующих котельных.

Таблица 5.5 Перспективные расходы аварийной подпитки существующих котельных

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Подпитка на 2015, м3/ч	Подпитка на 2020, м3/ч	Подпитка на 2025, м3/ч
1+2	27,395	27,395	30,34	37,62	37,62
3а	2,6	3	3,54	3,54	3,54
7	10,5	20	8,80	24,27	24,27
7а	8,4	8	10,49	10,49	10,49
9	9,5	9	8,67	перевод в ЦТП	0,00
11М	3,405	3,405	2,31	2,31	2,31
14	8,4	8	7,28	перевод в ЦТП	0,00
16	21,28	27	17,72	40,82	40,82
17	5,75	14	4,77	перевод в ЦТП	0,00
18	0,62	0,62	1,21	1,21	1,21
19	2,15	2,15	2,29	2,29	2,29
20	9,155	7	7,17	перевод в ЦТП	0,00
22М	1	1	0,55	0,55	0,55
24	16,44	15	11,60	11,60	11,60
25М	0,912	0,912	0,35	0,35	0,35
28М	5,65	5,65	3,95	3,95	3,95
29	11,8	10	11,58	перевод в ЦТП	0,00
30	7,85	30	40,05	40,05	40,05
31	7,3	7	8,30	перевод в ЦТП	0,00
32М	2,752	2,752	1,46	1,46	1,46
33	24,505	16	11,62	11,62	11,62
34	51,848	45	55,16	62,25	62,25
35	1,186	1,186	1,00	1,00	1,00
37	5,986	7	5,84	5,84	5,84
38	19,5	24	17,04	демонтаж	0,00
41	24,9	26	23,06	демонтаж	0,00
42	4,577	4,577	3,87	демонтаж	0,00
43а	19,77	20	16,31	31,73	31,73
44	19,5	23	20,99	20,99	20,99
47м	3,27	3,27	4,05	4,05	4,05
48	0,077	0,077	0,15	0,15	0,15
49	17,5	30	30,74	44,18	44,18
52М	0,62	0,62	0,72	0,72	0,72
53М	0,912	0,912	0,41	0,41	0,41
55М	1,238	1,238	0,95	0,95	0,95

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Подпитка на 2015, м3/ч	Подпитка на 2020, м3/ч	Подпитка на 2025, м3/ч
56М	0,912	0,912	0,19	0,19	0,19
57	16,44		11,31	демонтаж	0,00
58М	0,715	0,715	0,30	0,30	0,30
59М	0,809	0,809	0,95	0,95	0,95
62	15,65	15,65	9,94	перевод в ЦТП	0,00
63	56,265	56,265	48,24	16,98	16,98
64	25,227	35	51,70	52,92	52,92
65	10,68	11	5,79	перевод в ЦТП	0,00
66	9,15	9	4,47	демонтаж	0,00
67М	2,494	2,494	1,73	1,73	1,73
69	2,08	1	1,08	1,08	1,08
70	3,718	2	2,46	2,46	2,46
72М	2,236	2,236	0,73	0,73	0,73
73К	0,988	0,988	0,57	0,57	0,57
74К	0,988	0,988	0,76	0,76	0,76
75К	0,756	0,756	0,55	0,55	0,55
76К	0,578	0,578	0,31	0,31	0,31
77К	1,926	1,926	0,99	0,99	0,99
79М(А)	1,548	1,548	0,57	0,57	0,57
ГТ ТЭЦ	80	80	0,00	59,74	59,74
71(ЛБК)	239,15	239,15	216,80	378,55	378,55
ТЭЦ-20	488	488	245,47	279,34	317,89
Деревяницкий район					
Микрорайон №1					
1Д	19	19	7,86	15,72	23,58
2Д	15	15	7,34	14,69	22,03
Микрорайон №2					
3Д	19	19	9,12	18,24	27,36
4Д	19	19	8,60	17,19	25,79
Микрорайон №3					
13Д	12	12	5,39	10,78	16,17
Микрорайон №4					
78 перспектива	20	20	25,72	25,72	25,72
Микро. район №5					
15Д+16Д	12	12	4,83	9,66	14,48
17Д+18Д	14	14	6,69	13,39	20,1
Псковский р-он					
1П*	24	24	11,48	22,98	34,46

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Подпитка на 2015, м3/ч	Подпитка на 2020, м3/ч	Подпитка на 2025, м3/ч
6П	3	3	1,03	2,07	3,1
2П*	24	24	11,06	22,11	33,17
3П*	17	17	6,88	13,74	20,6
19П	1,6	1,6	0,85	1,69	2,54
Перспектива до 2030 г.	70	70	35,48	70,96	106,44
Другие районы					
Кот.кв.118 и 119	23	23	33,14		
Кот.кв.239, 120, 243	25	25	36,03		
Кот.кв. 152	12,4	12,4	17,87		

* - Укрупнение котельных взамен предложенных в проекте застройки

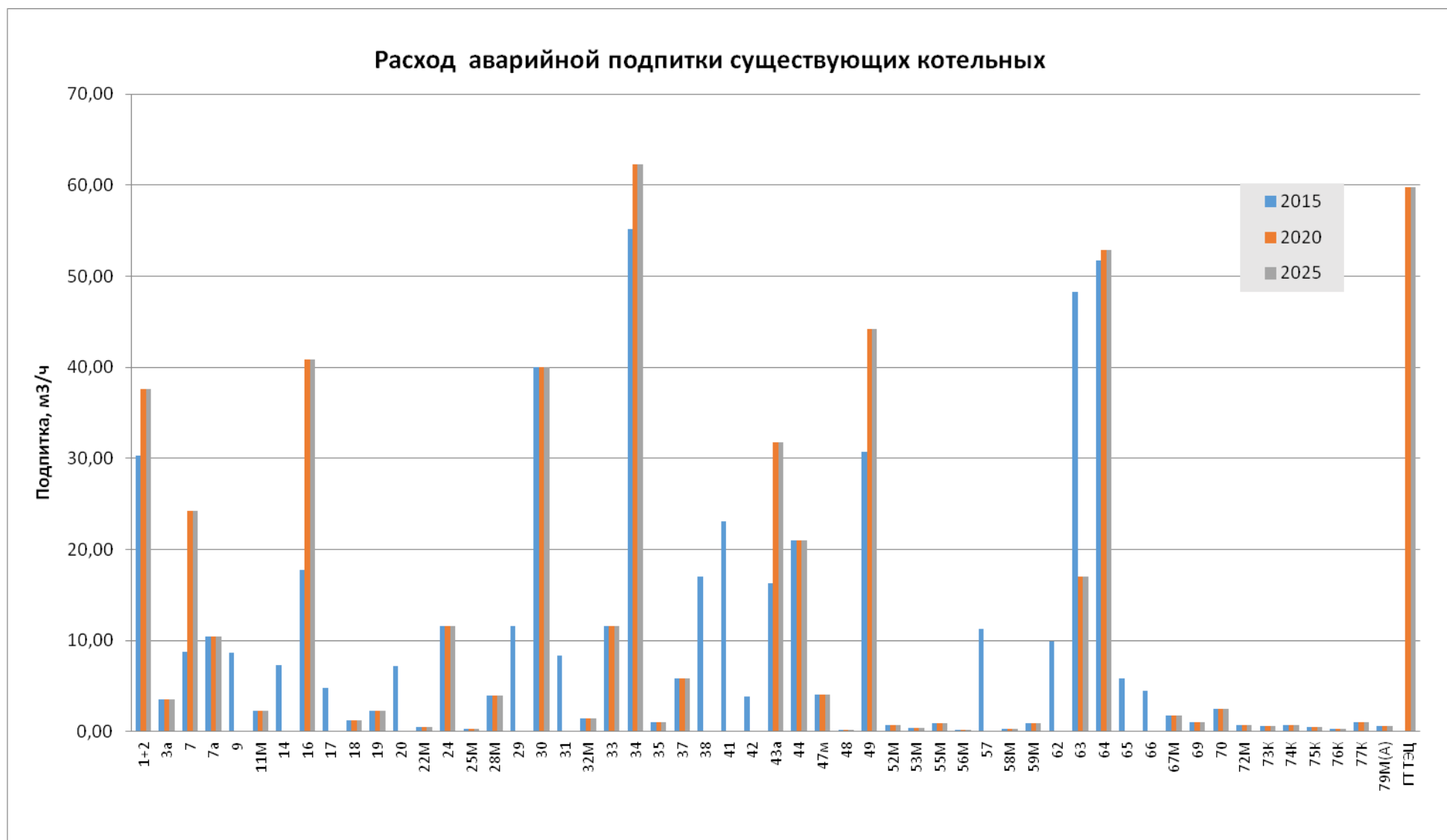


Рисунок 5.6. Перспективные расходы аварийной подпитки существующих котельных (кроме 71 ЛБК и ТЭЦ-20)