

Оптимальное планирование теплоснабжения городов

Стенников В. А., доктор техн. наук, Якимец Е. Е., канд. техн. наук,
Жарков С. В., инж.

Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, Иркутск

Рассмотрены возможности решения задач определения оптимального уровня централизации теплоснабжения и зонирования территории по типу теплоснабжения. Первая задача решается путем разукрупнения существующих систем или определения рациональной концентрации мощности теплоисточников и эффективного радиуса теплоснабжения. Вторая задача связана с делением рассматриваемой территории на зоны централизованного и децентрализованного теплоснабжения. Для их решения предложены математические модели и методические подходы, ориентированные на применение современных методов оптимизации и системы нормативных положений. Значения нормативных показателей должны быть дифференцированы по территории России с учетом экономики регионов и особенностей формирования теплоснабжающих систем. Применение методических подходов показано на расчете реальной системы теплоснабжения.

Ключевые слова: теплоснабжающая система, централизованное теплоснабжение, децентрализованное теплоснабжение, зонирование, тепловые сети, зона действия источника теплоснабжения.

Развитие теплоснабжения в нашей стране исторически было ориентировано на создание крупных систем централизованного теплоснабжения. Однако по ряду причин их проектирование и сооружение пошло по пути снижения капиталовложений и применения упрощенных решений. В результате сложившиеся системы не соответствуют предъявляемым к ним требованиям по надежности, эффективности, экологичности и не могут в полной мере использовать преимущества централизации и теплофикации. Вместе с тем несмотря на недостатки, централизованное теплоснабжение и прежде всего теплофикация объективно сохраняют свои технические и экономические преимущества и наиболее подготовлены к модернизации и

техническому перевооружению. Централизованное теплоснабжение обеспечивает более 70 % потребностей России в тепловой энергии. Оно является приоритетным и во многих зарубежных странах. На рис. 1 показана структура централизованного теплоснабжения в жилом секторе, а также доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении [1].

Наибольшее развитие централизованное теплоснабжение получило в Исландии, Дании, Швеции, Финляндии и других странах, где его уровень близок к достигнутому в России.

В настоящее время, с одной стороны, возросли требования к качеству и экономичности теплоснабжения, с другой — изменились тенденции градостроительной политики.

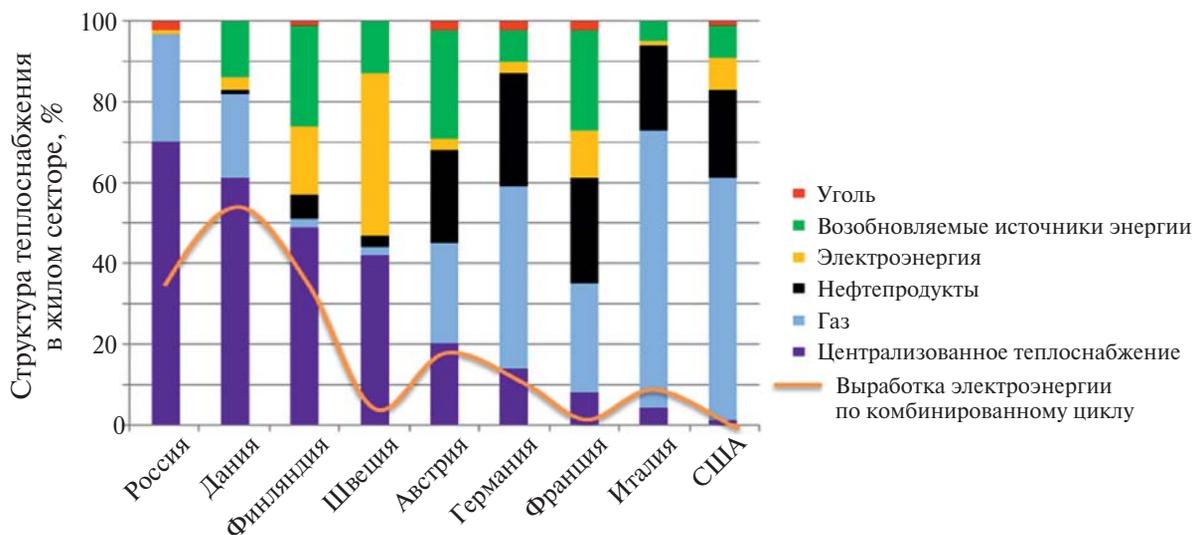


Рис. 1. Структура централизованного теплоснабжения на рынке тепловой энергии в жилом секторе разных стран

Начавшаяся деурбанизация городских поселений, включая вынос за пределы городской застройки промышленных производств, массовое малоэтажное строительство, ввод которого в перспективе планируется на уровне 52 – 55 % всего строящегося жилого фонда, будут способствовать расширению сферы применения распределенной генерации энергии, в том числе децентрализованных систем, располагаемых, как правило, в центре тепловых нагрузок. Кроме того, сформировался доступный рынок современных технологий и оборудования различных типов и мощностей. Все это привело к необходимости пересмотреть подходы к решению вопросов планирования развития теплоснабжения.

Раньше наибольшее внимание уделялось определению оптимальной концентрации мощности источников теплоты (ИТ) и уровней централизации теплоснабжения. Существовавшая в прошлом веке политика в теплоснабжении была направлена на закрытие мелких ИТ, что во многих случаях привело к ряду положительных эффектов, в частности, улучшилась экологическая обстановка в городах, расширилась сфера предоставляемых услуг (кроме отопления появилось горячее водоснабжение) и значительно возросла экономичность теплоснабжения. Вопросы зонирования городской территории на сферы централизованного, децентрализованного теплоснабжения, газификации или электротеплоснабжения не ставились и не решались.

Согласно формирующимся в теплоснабжении тенденциям повысилась актуальность задач планирования его развития. Они должны решаться на предпроектном уровне и включать рассмотрение следующих вопросов:

зонирование территории — деление ее на зоны централизованного (ЦТ) и децентрализованного (ДЦТ) теплоснабжения;

обоснование оптимальных уровней централизации теплоснабжения и концентрации мощностей теплоисточников.

Зонирование городской территории в управлении процессом развития теплоснабжения получило широкое применение в европейских странах. Столкнувшись со многими проблемами, обусловленными энергетическим кризисом 1973 г., они приняли решение о более жестком энергетическом планировании. Деление территории на зоны ЦТ и ДЦТ означает, что в зоне ЦТ, соответствующей высокой плотности нагрузок, запрещается сооружение децентрализованных источников, а в зоне ДЦТ недопустимо формирование цен-

трализованных систем. В основе подобного деления лежат такие факторы, как экономичность, надежность, управляемость и качество теплоснабжения.

Зонирование территории начинается с формирования карты плотности тепловой нагрузки городской застройки и последующего ее изучения. Плотность тепловой нагрузки представляет собой удельную тепловую нагрузку, приходящуюся на единицу площади, например $\text{Гкал}/(\text{ч} \cdot \text{км}^2)$. По плотности тепловой нагрузки территория разделяется на зоны предпочтительного типа теплоснабжения. При таком подходе к энергетическому планированию территории с высокими и средними плотностями тепловых нагрузок являются зонами с наиболее перспективным развитием систем централизованного теплоснабжения (СЦТ), а территории с низкими уровнями плотности тепловых нагрузок относятся к зонам эффективного сооружения систем с ДЦТ. Критерием деления территории на зоны может служить нормируемая плотность тепловой нагрузки. С целью более объективного учета местных, климатических и других особенностей городов и населенных пунктов РФ этот норматив должен быть дифференцирован по территории страны.

Вопрос об оптимальных масштабах СЦТ и о рациональных уровнях концентрации мощностей ИТ возникал с самого начала развития теплоснабжения в связи с выбором структуры и параметров ИТ, разработкой профиля основного оборудования ТЭЦ и оптимальных схем ИТ, разграничением областей применения комбинированной и раздельной схем энергоснабжения, выбором параметров теплоносителя, схем и режимов работы тепловых сетей (ТС). Тогда речь шла о выборе оптимальной тепловой мощности ТЭЦ. Применительно к небольшим по размерам и простым по конфигурации вновь создаваемым системам была получена аналитическая зависимость, которая при заданной плотности тепловой нагрузки позволяла определить экономически обоснованную площадь обслуживания ТЭЦ [2, 3]. При фиксированном месте расположения ИТ на основе такого подхода можно было приближенно находить предельный радиус теплоснабжения, а в случае одного источника — и рациональный уровень централизации теплоснабжения.

Понимание того, что области эффективного применения комбинированного и раздельного энергоснабжения, а также крупных и мелких котельных не могут быть одно-

Таблица 1

Определение рациональных масштабов СЦТ и концентрации мощности ИТ		Зонирование территории населенных пунктов	
Критерий	Значение	Критерий	Значение
Коэффициент экономической эффективности $k_{ЦТ}^F$	≤ 1	Плотность тепловой нагрузки, Мкал/(км ² · ГСОП)	$\geq 2,8$
Относительная материальная характеристика, м ² /(Гкал · ч)	≤ 100		
Линейная плотность нагрузки, Мкал/(ч · км · ГСОП)	$\geq 0,38$		

значно определены диапазонами тепловых нагрузок из-за множества влияющих факторов, привело к описанию их аналитическими и графическими зависимостями [4 – 6]. Использование этих зависимостей применительно к условиям конкретного населенного пункта позволяет получать зоны эффективности разных типов источников, характерные только для него. Опираясь на результаты ранее выполненных исследований, в настоящей статье развиваются основные положения предшествующих работ с учетом особенностей современной ситуации и формирующихся тенденций в теплоснабжении. В связи с тем, что большинство СЦТ уже сформировано, задача определения их оптимальных масштабов предполагает оценку целесообразности подключения к СЦТ новых для них потребителей или разделения уже существующей системы на ряд менее крупных подсистем с сооружением новых ИТ, т. е. ее разукрупнения. В том случае, когда подключение новых потребителей к СЦТ нецелесообразно, они могут обеспечиваться тепловой энергией от вновь сооружаемой СЦТ.

Критерием эффективности присоединения новых потребителей к существующей системе или ее экономичности в рамках действующих границ на предварительном этапе может быть линейная плотность тепловой нагрузки (отнесенная к длине тепловой сети).

Оба вышеуказанных критерия плотности тепловых нагрузок соответствуют минимальным затратам на сооружение и обслуживание систем. По принадлежности к рассматриваемым задачам существующие критерии могут быть дифференцированы в соответствии с классификацией, приведенной в табл. 1, где ГСОП — градусосутки отопительного периода.

Коэффициент экономической эффективности масштабов системы теплоснабжения включает в себя все затраты по энергосисте-

ме (в том числе на производство и транспорт энергии) и определяется по формуле [7]

$$k_{ЦТ}^F = \frac{S_{ЦТ}^{\Sigma}}{\sum_{j=1}^n (A_j^{ЦТ} s_j^A)}, \quad k_{ЦТ}^F \rightarrow \min, \quad (1)$$

где $S_{ЦТ}^{\Sigma}$ — общие затраты на комбинированное производство энергии; $A_j^{ЦТ}$ — количество поставляемого j -го энергетического продукта; s_j^A — стоимость альтернативного получения j -го продукта.

При $k_{ЦТ}^F \leq 1$ увеличение масштабов СЦТ представляется эффективным, при $k_{ЦТ}^F > 1$ расширение системы нецелесообразно. С помощью вариантных расчетов можно определить оптимальную зону теплоснабжения, обслуживаемую источником, и оценить целесообразность подключения новых потребителей.

Относительная материальная характеристика определяется как отношение материальной характеристики тепловой сети к тепловой нагрузке района и позволяет оценить эффективность транспорта тепловой энергии:

$$M_o = \frac{\sum d_i l_i}{Q}, \quad i \in I, \quad (2)$$

где d_i и l_i — диаметр и длина i -го участка трубопровода, м; Q — тепловая нагрузка системы, Гкал/ч.

Относительная материальная характеристика системы достаточно объективно отражает загруженность тепловых сетей и эффективность их работы.

В соответствии с изложенными положениями обе сформулированные выше задачи могут быть поставлены одинаково. В качестве целевой функции при их постановке ис-

пользуется критерий общехозяйственной эффективности

$$Z(Q, x, t) = Z_{\text{и}}(Q, t) + Z_{\text{ТС}}(x, t) + Z_3(Q, t) \rightarrow \min, \quad (3)$$

где $Z_{\text{и}}(Q, t)$, $Z_{\text{ТС}}(x, t)$ — приведенные затраты на источники тепловой энергии и тепловые сети; $Z_3(Q, t)$ — затраты на дополняющую электроэнергию, обеспечивающую приведение рассматриваемых вариантов к равному энергетическому эффекту; Q — тепловая мощность теплоисточников; x — вектор расходов на участках сети системы теплоснабжения; $t \in T$ — рассматриваемый период времени.

Приведенные затраты на источник тепловой энергии зависят от его типа, вида и стоимости топлива, состава оборудования, установленной мощности ИТ; приведенные затраты на тепловые сети зависят от типоразмеров труб, способа прокладки трубопровода, теплоизоляционного материала, количества передаваемого теплоносителя, характеристик трубопровода (коэффициент шероховатости, местных сопротивлений и др.); затраты на дополняющую электроэнергию — от типа замыкающего источника электроэнергии, вида и стоимости топлива, используемого на замыкающем источнике.

Система условий и ограничений записывается в форме равенств, неравенств и включает:

1. Ограничения по производительности источников тепловой энергии централизованного и децентрализованного секторов:

$$\left. \begin{aligned} 0 \leq Q_{\text{ЦТ}}^t \leq Q_{\text{ЦТ}}^{\text{макс}} \\ 0 \leq Q_{\text{ДЦТ}}^t \leq Q_{\text{ДЦТ}}^{\text{макс}} \end{aligned} \right\}, \quad t \in T, \quad (4)$$

где $Q_{\text{ЦТ}}^{\text{макс}}$ и $Q_{\text{ДЦТ}}^{\text{макс}}$ — максимально возможные теплопроизводительности источников централизованного и децентрализованного теплоснабжения.

2. Балансовые соотношения потребления и производства тепловой энергии:

$$\sum_j Q_j^t = Q^t, \quad j \in J; \quad (5)$$

$$Q_{\text{ЦТ}}^t + Q_{\text{ДЦТ}}^t = Q^t, \quad t \in T, \quad (6)$$

где Q_j^t — расчетная тепловая нагрузка j -го района в рассматриваемый период времени t ; $Q_{\text{ЦТ}}^t$ и $Q_{\text{ДЦТ}}^t$ — теплопроизводительности ис-

точников централизованного и децентрализованного теплоснабжения.

3. Сетевую модель потокораспределения: уравнение сохранения балансов расхода теплоносителя в узлах сети

$$Ax = g; \quad (7)$$

уравнение сохранения балансов потерь напора теплоносителя в контурах сети

$$BH = Bh; \quad (8)$$

замыкающие соотношения, характеризующие режим течения теплоносителя,

$$h = SX|x|, \quad (9)$$

где A — матрица соединений линейно независимых узлов и ветвей; x — вектор расходов на участках сети; g — вектор расходов в узлах; h и H — векторы потерь и действующих напоров; S — диагональная матрица коэффициентов гидравлического сопротивления s_i ; $|x|$ — вектор модулей расходов на участках сети.

4. Ограничение по показателю плотности тепловой нагрузки

$$НП \geq C, \quad (10)$$

где $НП$ — нормативный показатель, который, исходя из поставленной задачи, принимает вид территориальной ТПН или линейной ЛПН плотности нагрузки; численное значение C соответствует A или B в зависимости от рассматриваемого показателя.

Условие по плотности тепловой нагрузки (10) в задаче зонирования территории соответствует ограничению по удельной плотности нагрузки на единицу площади ТПН относительно нормативного ее значения A . Это условие записывается в виде неравенства

$$ТПН \geq A. \quad (11)$$

Нормативное значение A показателя ТПН соответствует значению плотности тепловой нагрузки при равенстве функций приведенных затрат в СЦТ и СДЦТ. Графическая интерпретация определения нормативного значения A для решения задачи зонирования городской территории показана на рис. 2, а. Обозначения f_1 и f_2 представляют собой функции приведенных затрат в СЦТ и СДЦТ.

Во второй задаче — обоснования оптимальных масштабов СЦТ — выражение (10) в представленной модели соответствует критерию линейной плотности нагрузки ЛПН на единицу длины тепловой сети. Его нормативное значение B должно определять усло-

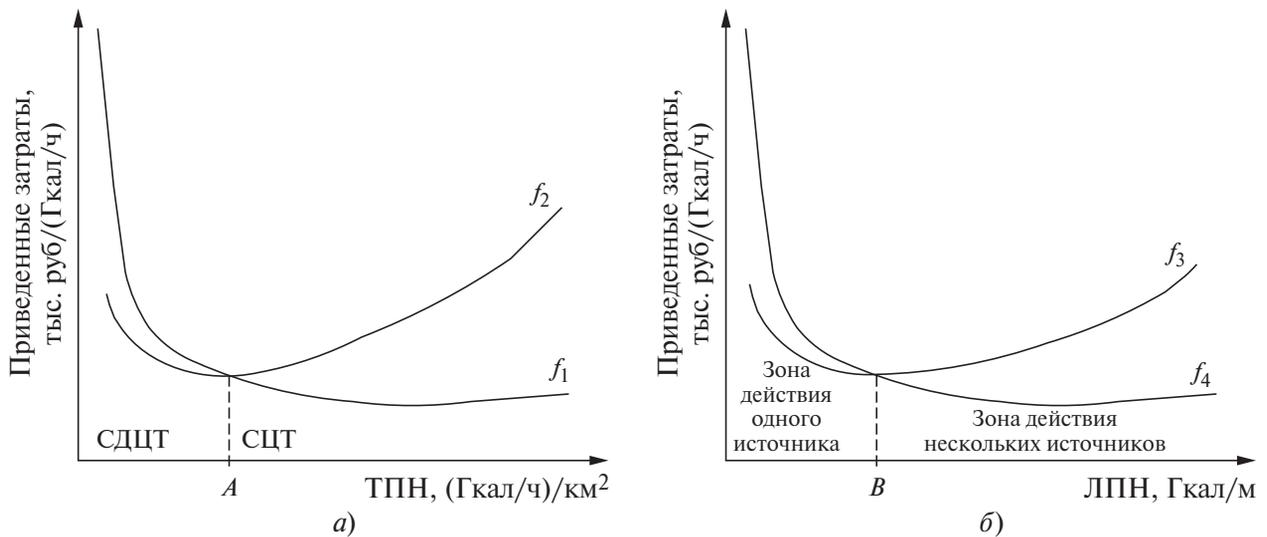


Рис. 2. Графическая интерпретация определения нормативных значений показателей: территориальной (а) и линейной (б) плотности тепловой нагрузки

вия расширения, разукрупнения и сохранения в существующих границах действующей СЦТ, т. е. оно соответствует предельным границам проектируемой системы. Для СЦТ, объединяющей для совместной работы несколько источников и единые тепловые сети, данный показатель будет определять уровень концентрации мощностей теплоисточников. Это условие записывается в виде неравенства

$$\text{ЛПН} \geq B. \quad (12)$$

Нормативное значение линейной плотности тепловой нагрузки B определяется из равенства функций приведенных затрат в СЦТ с различным числом источников. В графическом виде интерпретация поиска этого значения показателя B приведена на рис. 2, б, где функции f_3 , f_4 представляют собой приведенные затраты на систему теплоснабжения с одним или несколькими теплоисточниками соответственно.

Целевая функция (3), представляющая собой зависимость приведенных затрат Z от искомых масштабов системы, рассчитывается с учетом периода обслуживания капитала, полученного в виде кредита для реализации предлагаемого проекта:

$$Z = aK + I, \quad (13)$$

где K — капитальные вложения; I — ежегодные издержки; a — коэффициент приведения, являющийся фактически коэффициентом ежегодного возврата капитала.

Коэффициент a вычисляется с учетом динамики путем дисконтирования по формуле

$$a = \frac{1}{(1+r)^{-1} + (1+r)^{-2} + \dots + (1+r)^{-n}}, \quad (14)$$

где r — норма дисконта, в качестве которой может приниматься реальный процент на капитал; n — число лет возвращения кредита.

Этот метод, называемый методом наименьших затрат или методом ежегодных приведенных затрат, широко используется в рыночной экономике для оценки различных проектов и сопоставления их между собой.

Решение задачи оптимального планирования теплоснабжения Иркутска

Теплоснабжение Иркутска осуществляется от основного источника НИ ТЭЦ и более 60 котельных, рассредоточенных по территории города. Укрупненная схема теплоснабжения приведена на рис. 3, а.

В связи с необходимостью принятия решения о перспективном развитии системы теплоснабжения возникает вопрос о разделении территории города на зоны ЦТ и ДЦТ, а также об определении рациональных масштабов расширения системы теплоснабжения от НИ ТЭЦ. По предложенной методике путем проведения оптимизационных расчетов осуществлено деление городской территории на зоны ЦТ и ДЦТ. Полученные в результате этого зоны ДЦТ ограничены линиями белого цвета и закрашены в серые тона (см. рис. 3, а). Остальная территория городской застройки относится к зоне ЦТ (границы показаны черным цветом).

На территории ЦТ необходимо рассмотреть целесообразность теплоснабжения пяти

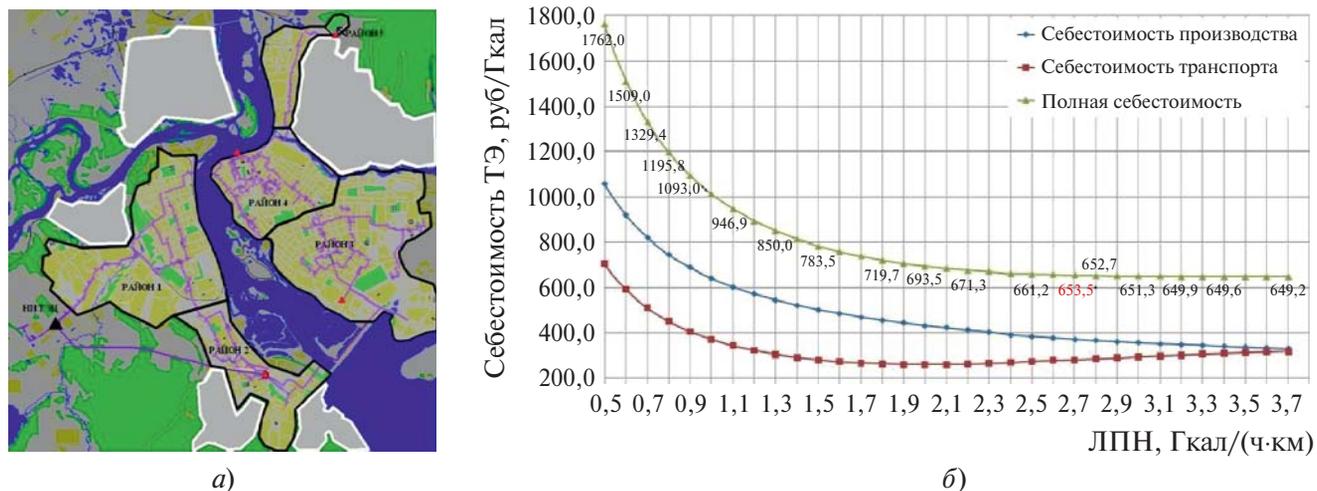


Рис. 3. Пример решения задачи оптимального планирования теплоснабжения: схема теплоснабжения от НИ ТЭЦ (а) и график зависимости себестоимости тепловой энергии (ТЭ) от показателя ЛПН (б)

Таблица 2

Номера районов	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Протяженность магистральных и распределительных ТС, км	Протяженность квартальных ТС, км	ЛПН, Гкал/(ч · км)
1 – 5	1240	145	375	2,38
1 – 4	1227	137	358	2,48
1 – 3	1020	103	285	2,63
1, 2	568	56	158	2,65
1	361	33	92	2,89
2	207	23	66	2,33
3 – 5	672	105	217	2,09
3, 4	659	98	215	2,11
3	452	56	142	2,28
4	207	42	73	1,80
5	13	16	2	0,72

районов города от НИ ТЭЦ. С этой целью применяли методику определения рациональных уровней централизации теплоснабжающей системы по показателю линейной плотности нагрузки. Согласно изложенной методике было получено нормативное значение показателя ЛПН для сложившихся условий Иркутска — 2,7 Гкал/(ч · км) — см. рис. 3, б. При значении ЛПН ниже данного уровня затраты в систему существенно увеличиваются, при более высоком значении они начинают возрастать по тепловым сетям, но продолжают снижаться по источникам теплоты. На уровне значения ЛПН 3,7 Гкал/(ч · км)

затраты на тепловые сети начинают превышать экономию, получаемую за счет укрупнения источников теплоты, и происходит суммарный рост затрат на систему в целом. В этом случае должно быть рекомендовано разукрупнение системы путем ее деления на менее крупные. Для сравнения: значение нормативного показателя ЛПН в Дании в пересчете на климатические условия Иркутска составляет 2,57 Гкал/(ч · км). Относительно небольшая разница в нормативных значениях показателя объясняется конструктивными и структурными особенностями систем теплоснабжения.

В табл. 2 представлены тепловые нагрузки районов, протяженность тепловых сетей (ТС) и расчетные значения показателя ЛПН для СЦТ Иркутска от НИ ТЭЦ. Анализ показывает, что от НИ ТЭЦ целесообразно осуществлять теплоснабжение только района 1. Подключение к зоне ее обслуживания других районов города снижает экономическую эффективность системы от НИ ТЭЦ и приводит к росту затрат на их теплоснабжение. Теплоснабжение правобережных районов 3–5 более рационально организовать от собственных теплоисточников, располагаемых в каждом из этих районов. Количество источников в границах районов должно уточняться дополнительно, в частности, с учетом требований надежности, а не только с привлечением экономических критериев. Территориальная распределенность городских районов и их масштабы значительно увеличивают протяженность ТС, уменьшают показатель ЛПН и обуславливают необходимость осуществления их теплоснабжения от своих источников.

Выводы

1. Анализ ситуации, сложившейся в теплоснабжении у нас и в ряде зарубежных стран, близких к России по климатическим условиям, показывает, что централизованное теплоснабжение (прежде всего — теплофикация) продолжает сохранять конкурентоспособность и наиболее подготовлено к модернизации и техническому преобразованию.

2. Современная градостроительная политика, формирование рынка энергоэффективных технологий и оборудования, повышение требований к надежности и качеству теплоснабжения делают актуальными при планировании решение задач зонирования городской территории на сферы ЦТ и ДЦТ и обоснования рационального уровня центра-

лизации теплоснабжения и концентрации тепловой мощности источников.

3. Для решения поставленных задач можно использовать предложенные математические модели и методические подходы, ориентированные на применение современных методов оптимизации и системы нормативных положений. Значения нормативных показателей должны быть дифференцированы по территории России с учетом экономики регионов и особенностей формирования теплоснабжающих систем.

4. Представленные методические подходы и положения проверены при расчете реальных теплоснабжающих систем. Они позволяют обосновать выделение зон централизованного и децентрализованного теплоснабжения, целесообразность разукрупнения существующей СЦТ и при дальнейшей проработке задачи планирования теплоснабжения рассмотреть целесообразность сооружения новых теплоисточников или модернизации и реконструкции существующих источников тепловой энергии.

Список литературы

1. **IEA (2007)**. Energy Use in the New Millennium: Trends in IEA Countries, IEA / OECD, Paris.
2. **Хасилев В. Я.** Анализ конфигурации несимметричных тепловых сетей и его применение к выбору мощности систем централизованного теплоснабжения. — Изв. ОТН АН СССР, 1945, № 10 – 11.
3. **Мелентьев Л. А.** Теплофикация. Ч. I и II. — М.: Изд-во АН СССР, 1944, 1948.
4. **Копьев С. Ф.** Теплоснабжение. — М.: Госстройиздат, 1952.
5. **Хрилев Л. С., Смирнов И. А.** Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения. — М.: Энергия, 1978.
6. **Соколов Е. Я.** Теплофикация и тепловые сети. — М. Изд-во МЭИ, 1999.
7. **Жарков С. В., Якимец Е. Е.** К вопросу об оптимальном радиусе теплоснабжения ТЭЦ. — Энергетик, 2010, № 12.

SVA@isem.sei.irk.ru